



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

RESOLUCIÓN CNEE-103-2017

Guatemala, 27 de abril de 2017

LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad en el artículo 4 establece, que entre otras, es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, definir las tarifas de distribución sujetas a regulación; asimismo el artículo 76 de la Ley citada señala que: "...Estas tarifas deberán reflejar en forma estricta el costo económico de adquirir y distribuir la energía eléctrica".

CONSIDERANDO:

Que el artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, preceptúa que: "Cada tres (3) meses se calculará la diferencia entre el precio medio de compra de potencia y energía y el precio medio correspondiente calculado inicialmente para ser trasladado a tarifas de distribución (...) la Comisión determinará la diferencia trimestral correspondiente, la que se dividirá entre la proyección de la demanda de energía del Distribuidor para los próximos tres meses, obteniendo así el valor de ajuste que será aplicado al precio de la energía del trimestre correspondiente (...) Si posteriormente a la fijación del ajuste trimestral, se determinan que se incluyeron cargos a favor o en contra del Distribuidor, que debieron ser aplicados en este o en anteriores ajustes, esta diferencia deberá ser incluida como saldo no ajustado en posteriores ajustes trimestrales...".

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, aprobó el Informe de Costos Mayoristas, correspondiente al período comprendido del uno de mayo de dos mil diecisiete al treinta de abril de dos mil dieciocho, del cual se derivan los precios base anuales de energía y potencia que se trasladan a tarifas en el presente ajuste tarifario.

CONSIDERANDO:

Que el Departamento de Ajustes Tarifarios de la Gerencia de Tarifas de esta Comisión, efectuó la fiscalización de la documentación de soporte presentada por **Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima** (a la que en lo sucesivo y para efectos de la presente resolución podrá denominarse indistintamente la Distribuidora), y estableció que en los documentos presentados existen diferencias e inconsistencias, por lo que se le confirió audiencia, a efecto de que se pronunciara al respecto; la Distribuidora evacuó la audiencia conferida, exponiendo los argumentos que estimó pertinentes, mismos que fueron analizados y evaluados por esta Comisión como consta en el expediente respectivo, el cual



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

contiene los documentos e informes relacionados al presente ajuste trimestral, de conformidad con el procedimiento y metodología establecidos en el marco legal.

CONSIDERANDO:

Que debido a la variación de los costos de adquisición de energía y potencia en el trimestre anterior, resultó una variación significativa en el Ajuste Trimestral, lo cual derivó en que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, solicitara a **Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima**, aplicar el mecanismo establecido en el último párrafo del artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, en el sentido de ampliar el período de recuperación de los saldos en un trimestre, a lo cual la Distribuidora manifestó su acuerdo por un monto de doscientos diecisiete millones cien mil quetzales (Q 217,100,000.00), mismo que deberá ser devuelto en el próximo ajuste trimestral, adicionando los intereses a la tasa correspondiente a lo establecido en la nota identificada como GPC-108-2014 remitida por Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado y artículos 2, 4, 6, 61 y 76 de la Ley General de Electricidad y artículos 86, 87, 89, 92, 93 y 115 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

RESUELVE:

- I. Aprobar para **Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima**, la aplicación en la facturación mensual de sus usuarios de la **Tarifa No Social** del Servicio de Distribución Final de energía eléctrica, lo siguiente:
 - I.I. El Monto a Devolver resultante es de Q 48,925,832.74, a favor de los Usuarios; mismo que la Distribuidora deberá devolver a través de aplicar, en la facturación del **1 de mayo al 31 de julio de 2017**, el Ajuste Trimestral equivalente a -0.101929 Q/kWh, tomando como referencia una proyección de demanda de energía para los próximos tres meses de 480,000,000 kWh.
 - I.II. Los Precios de Energía y Potencia a aplicar para el cálculo tarifario del período comprendido del **1 de mayo de 2017 al 30 de abril de 2018**, son los siguientes:

Concepto	Valores Ajustados	Unidades
PPST	55.067853	Q/kW
PEST _{BTS}	0.747698	Q/kWh
PEST _{AP}	0.729896	Q/kWh



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

PEST _{BTDFP}	0.747923	Q/kWh
PEST _{BTDP}	0.744692	Q/kWh
PEST _{MTDFP}	0.746656	Q/kWh
PEST _{MTDP}	0.744688	Q/kWh
PEST _{PUNTA}	0.753712	Q/kWh
PEST _{INTERMEDIA}	0.752746	Q/kWh
PEST _{VALLE}	0.720168	Q/kWh

I.III. Los cargos tarifarios vigentes durante el período de facturación del **1 de mayo al 31 de julio de 2017** son los siguientes:

BAJA TENSIÓN SIMPLE (BTS)	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	10.271161
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.100072
BAJA TENSIÓN CON DEMANDA EN PUNTA (BTDP)	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	236.236709
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	0.702653
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	49.858123
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	78.185846
BAJA TENSIÓN CON DEMANDA FUERA DE PUNTA (BTDFP)	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	236.236709
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	0.706144
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	22.806367
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	29.163369
BAJA TENSIÓN HORARIA (BTH)	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	236.236709
Cargo Unitario por Energía en Punta (Q/kWh)	0.712398
Cargo Unitario por Energía Intermedia (Q/kWh)	0.711354
Cargo Unitario por Energía en Valle (Q/kWh)	0.676156
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	27.379086
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	42.007524
MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA EN PUNTA (MTDP)	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	821.692900
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	0.657487
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	24.469535
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	12.368776
MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA FUERA DE PUNTA (MTDFP)	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	821.692900
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	0.659494



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	26.288030
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	12.068620
MEDIA TENSION HORARIA (MTH)	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	821.692900
Cargo Unitario por Energía en Punta (Q/kWh)	0.666690
Cargo Unitario por Energía Intermedia (Q/kWh)	0.665705
Cargo Unitario por Energía en Valle (Q/kWh)	0.632482
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	27.462134
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	14.175399
TARIFA ALUMBRADO PÚBLICO (AP)	
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	1.198361
PEAJE EN FUNCIÓN DE TRANSPORTISTA BAJA TENSION (PeajeFT_BT)	
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (Q/kWh)	0.052418
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (Q/kWh)	0.052340
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (Q/kWh)	0.049720
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW)	79.530126
PEAJE EN FUNCIÓN DE TRANSPORTISTA MEDIA TENSION (PeajeFT_MT)	
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (Q/kWh)	0.012891
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (Q/kWh)	0.012872
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (Q/kWh)	0.012227
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW)	23.802935

I.IV. La tasa de interés mensual en concepto de cargo por mora de 1.028153% mensual, para el período de facturación comprendido del **1 de mayo al 31 de julio de 2017**.

I.V. **Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima**, para el presente ajuste trimestral, ampliará el período de recuperación de los saldos del monto de doscientos diecisiete millones cien mil quetzales (Q217,100,000.00), perteneciente a los Usuarios mismo que deberá ser devuelto en el próximo ajuste trimestral, adicionando los intereses a la tasa correspondiente a lo establecido en la nota identificada como GPC-108-2014 remitida por Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, a esta Comisión.

II. La Distribuidora no podrá aplicar en las facturas de los usuarios de la Tarifa No Social, ningún valor superior a los aprobados en esta resolución.

III. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, podrá en cualquier momento, requerir información y fiscalizar la correcta aplicación de lo aquí resuelto;



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

quedando el contenido de la presente resolución y los valores aprobados en la misma, sujetos a las modificaciones que pudieran darse como resultado de las auditorías que practique la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con posterioridad a la notificación de la presente resolución.

- IV. Si posteriormente a la fijación del ajuste trimestral y si por efecto de las auditorías que practique la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo al numeral anterior de esta resolución, se determina que se incluyeron cargos a favor o en contra de la Distribuidora, que debieron ser aplicados en este o en anteriores ajustes, esta diferencia deberá ser incluida como Saldo No Ajustado en posteriores ajustes trimestrales.

Notifíquese.-


Licenciado Jorge Guillermo Aráuz Aguilar
Presidente


Licenciada Silvia Ruth Alvarado Silva de Córdoba
Directora


Licenciada Ivánova María Anchéta Alvarado
Directora


Licenciado Jorge Miguel Retolaza Alvarado
Secretario General


Lic. Jorge Miguel Retolaza Alvarado
Secretario General
Comisión Nacional de Energía Eléctrica



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

ANEXO

A) Ajuste Trimestral al Precio de la Energía:

De acuerdo al artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad "Cada tres (3) meses se calculará la diferencia entre el precio medio de compra de potencia y energía y el precio medio correspondiente calculado inicialmente para ser trasladado a tarifas de distribución. La Comisión determinará la diferencia trimestral correspondiente, la que se dividirá entre la proyección de la demanda de energía del Distribuidor para los próximos tres meses, obteniendo así el valor de ajuste que será aplicado al precio de la energía del trimestre correspondiente".

Con base en lo anterior y en el apartado "FÓRMULAS DE AJUSTE", Numeral "44. Ajuste Trimestral", de la Resolución CNEE-164-2013, Pliego Tarifario aprobado para ser aplicado por Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, a sus usuarios del Servicio de Distribución Final de la Tarifa No Social, a continuación se presentan los cálculos que fueron efectuados para determinar el Ajuste Trimestral al Precio de la Energía para el período comprendido del 1 de Mayo al 31 de Julio 2017.

1. Costos de energía:

Para el trimestre Enero a Marzo 2017, la Distribuidora incurrió en los costos por suministro de energía que se describen a continuación y que fueron consolidados con base en la formulación contenida en el numeral 44 de la Resolución CNEE-164-2013:

$$CCER_n = \sum_{i=1}^3 CE_i$$

GENERADOR / CONCEPTO	DOCUMENTO	Ene-17	Feb-17	Mar-17	TOTAL
CENTRAL AGRO INDUSTRIAL GUATEMALTECA, S. A.	D-7151, A-2158, A-2158.D-7151, A-391, D-7230, D-7230.D-7241, NC-A-363, D-7126, D-7116, D-7126, NC-372.	Q11,201,022.45	Q10,318,625.18	Q0.00	Q21,519,647.63
CENTRAL GENERADORA ELECTRICA SAN JOSE	D-3831, D-3865, D-3981	Q28,567,982.57	Q33,285,278.49	Q37,099,728.79	Q98,952,989.85
INDE - ECOPE (18.750 MW)	FACE-63-1E00E-170000000023, FACE-63-1E00E-170000000023, FACE-63-1E00E-001-170000000032, FACE-63-1E00E-001-170000000032, EST, EST.	Q1,399,108.66	Q1,245,803.04	Q1,373,898.48	Q4,018,810.18
INDE - ECOPE (37.50 MW)	FACE-63-1E00E-170000000024, FACE-63-1E00E-170000000024, FACE-63-1E00E-001-170000000024, EST, EST.	Q11,315,913.19	Q9,812,167.36	Q11,012,863.81	Q32,140,944.36
DUKE ENERGY (5 MW)	FACE-63-E001-170000003372, FACE-63-E001-170000003372, FACE-63-F-001-170000000010, FACE-63-F-001-170000000010, EST, EST.	Q828,999.56	Q157,422.53	Q43,559.64	Q1,029,981.73
DUKE ENERGY (8.750 MW)	FACE-63-E001-170000003373, FACE-63-E001-170000003373, FACE-63-F-001-170000000011, FACE-63-F-001-170000000011, EST, EST.	Q1,712,860.45	Q1,511,060.34	Q2,492,778.47	Q5,716,699.26
BIOMASS (1.6425 MW)	C-2889, C-2889, ND-32, C-3012, C-3012, EST, EST.	Q88,936.98	Q42,894.95	Q43,748.73	Q175,580.66
BIOMASS (4 MW)	D-2887, D-2887, C-3010, C-3010, EST, EST.	Q122,341.83	Q108,936.20	Q120,137.19	Q351,415.03
EL COBANO	A-847, A-847, A-907, A-907, EST, EST.	Q275,977.23	Q210,994.51	Q220,536.76	Q707,508.49
HIDROXACBAL	D-3410, D-3410, D-3427, D-3427, EST, EST.	Q1,844,948.91	Q1,232,093.18	Q1,358,778.94	Q4,435,821.03
AGROPROP	A1-894, A1-895, EST.	Q134,769.88	Q75,777.78	Q85,959.98	Q296,507.64
GENOSA	A-2648, A-2648, A-2716, A-2716, EST, EST.	Q919,081.94	Q481,320.54	Q55,620.70	Q1,456,023.19
RENACE	FACE-63-REN-001-17000000260, FACE-63-REN-001-17000000260, FACE-63-REN-001-17000000342, FACE-63-REN-001-17000000342, EST, EST.	Q800,929.90	Q324,167.72	Q357,499.16	Q1,482,596.78
RENACE	FACE-63-REN-001-17000000262, FACE-63-REN-001-17000000262, FACE-63-REN-001-17000000345, FACE-63-REN-001-17000000345, EST, EST.	Q2,782,867.68	Q1,510,809.92	Q908,810.55	Q4,702,488.55
PASADEN	FACE-63-O-001-170000001631, FACE-63-O-001-170000001631, O, EST, EST.	Q720,364.52	Q641,431.47	Q264,886.90	Q1,626,682.89
QSCANA	D-12, D-15, EST.	Q126,088.02	Q76,773.88	Q83,741.13	Q286,603.03
GUAYACÁN	A1-851, A1-852, EST.	Q189,994.06	Q156,979.35	Q172,515.21	Q519,488.63
ANACAPRI	FACE-63-E001-170000000034, FACE-63-E-001-170000000035, EST.	Q9,781,826.37	Q8,597,408.62	Q9,523,236.32	Q27,902,471.32
OXEC 1 DCC	FACE-63-0XFE-001-170000000143, FACE-63-0XFE-001-170000000143, FACE-63-0XFE-001-17000000153, FACE-63-0XFE-001-17000000153, EST, EST.	Q1,020,203.93	Q726,503.05	Q685,504.57	Q2,432,211.54
OXEC 2 DCC	FACE-63-0XFE-001-170000000141, FACE-63-0XFE-001-170000000141, FACE-63-0XFE-001-17000000151, FACE-63-0XFE-001-17000000151, EST, EST.	Q811,260.00	Q646,719.25	Q427,786.70	Q1,885,765.94
CINCO, M	B-356, B-356, B-361, B-361, EST, EST.	Q59,998.97	Q48,693.44	Q51,233.51	Q159,925.93
COMERCIALIZADORA DEL POLOCHIC	FACE-63-POL-001-17000000153, FACE-63-POL-001-17000000153, FACE-63-POL-001-17000000218, FACE-63-POL-001-17000000218, EST, EST.	Q311,415.07	Q99,032.91	Q109,215.63	Q519,663.61
XOLHUITZ, PROVIDENCIA	A-503, A-504, EST.	Q224,979.80	Q126,600.25	Q140,656.70	Q492,236.75
HIDROSACPUR (HIDROJUMINA)	C-651, C-651, C-737, C-737, EST, EST.	Q125,359.86	Q111,623.71	Q104,492.74	Q341,476.30
AGEN, S.A.	A1-625	Q903,437.06	Q731,895.20	Q806,186.03	Q2,441,518.28
ENERGIA DEL CARIBE	A-830	Q6,075,697.46	Q5,052,666.21	Q1,230,694.48	Q12,359,058.14
RESULTADO EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD	REQ2, RCYPL - ITE, REQ2, RCYPL - ITE, REQ2, RCYPL - ITE	Q19,903,626.34	Q13,944,873.06	Q24,877,476.42	Q48,725,975.81
EXCEDENTE DE PRECIOS MODALES	REQ2, RCYPL - ITE, REQ2, RCYPL - ITE, REQ2, RCYPL - ITE	Q2,937,517.46	Q3,088,345.56	Q2,508,214.93	Q8,534,077.95
RESULTADO POR GENERACIÓN FORZADA	REQ2, RCYPL - ITE, REQ2, RCYPL - ITE, REQ2, RCYPL - ITE	Q272,389.27	Q273,428.62	Q726,993.25	Q1,272,811.14
CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS (REQ)	REQ2, RCYPL - ITE, REQ2, RCYPL - ITE, REQ2, RCYPL - ITE	Q812,304.50	Q666,699.18	Q780,099.42	Q2,259,103.10
COSTOS DIFERENCIALES DE CONTRATOS EXISTENTES	RCYPL - ITE, RCYPL - ITE, RCYPL - ITE	-Q12,520,081.68	-Q12,200,453.99	-Q14,927,816.37	-Q39,648,352.04
Cargo Art. 50 bis RAMM / SPLA	RCYPL - ITE, RCYPL - ITE, RCYPL - ITE	Q126,903.06	Q205,013.38	Q571,611.77	Q903,528.21
AJUSTES INFORMES ANTERIORES	RCYPL - ITE, RCYPL - ITE, RCYPL - ITE	Q0.59	-Q3,914.88	Q104,125.73	Q100,211.44
AJUSTES INFORME ANTERIOR COSTO DIFERENCIAL	REQ4, REQ4, REQ4	-Q0.22	Q27.80	Q1.69	Q25.89
TRANSACCIONES MERCADO REGIONAL	REQ4, REQ4, REQ4	Q476,450.98	Q460,785.48	Q146,542.96	Q1,083,779.42
TOTAL DE COSTOS DE COMPRA DE ENERGÍA EN EL TRIMESTRE					Q243,585,645.30

Nota: Todos los costos han sido cargados como valores provisionales, pues se están llevando a cabo proceso de revisión del cumplimiento de condiciones obtenidas en las licitaciones, Art. 71 LGE.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

2. Ingresos por energía:

Durante el trimestre Febrero a Abril 2017, la Distribuidora emitió a sus usuarios de la Tarifa No Social la facturación por consumo de energía eléctrica (dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, existe un desfase de un mes respecto al trimestre de costos), siendo dicha facturación equivalente a los ingresos por concepto de energía que se detallan a continuación y que fueron consolidados con base en la formulación contenida en el numeral 44 de la Resolución CNEE-164-2013:

$$\sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarTNS} (EF_{t,i+1} \cdot PTE_{t,i+1} \cdot PFE_{t,i+1})$$

TARIFA	Feb-17	Mar-17	Abr-17	TOTAL
BTS	Q53,015,720.43	Q61,901,152.82	Q58,841,013.26	Q173,757,886.51
BTDP	Q15,312,105.97	Q17,202,534.03	Q16,343,666.52	Q48,858,306.52
BTDFP	Q29,288,069.76	Q33,297,162.55	Q31,634,741.33	Q94,219,973.64
BTH PUNTA	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
BTH INTERMEDIA	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
BTH VALLE	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
MTDP	Q2,497,436.14	Q2,976,198.72	Q2,827,606.01	Q8,301,240.88
MTDFP	Q13,767,994.05	Q15,070,623.69	Q14,318,196.16	Q43,156,813.90
MTH PUNTA	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
MTH INTERMEDIA	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
MTH VALLE	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
AP	Q11,351,311.20	Q12,895,840.16	Q12,251,992.45	Q36,499,143.81
PeajeFT_BT P. Energía en Punta	Q9,644.59	Q9,644.59	Q9,644.59	Q28,933.76
PeajeFT_BT P. Energía en Intermedia	Q16,789.67	Q16,789.67	Q16,789.67	Q50,369.02
PeajeFT_BT P. Energía en Valle	Q33,159.89	Q33,159.89	Q33,159.89	Q99,479.68
PeajeFT_MT P. Energía en Punta	Q252,997.02	Q252,997.02	Q252,997.02	Q758,991.05
PeajeFT_MT P. Energía en Intermedia	Q427,876.22	Q427,876.22	Q427,876.22	Q1,283,628.65
PeajeFT_MT P. Energía en Valle	Q818,878.91	Q818,878.91	Q818,878.91	Q2,456,636.72
TOTAL	Q126,791,983.84	Q144,902,858.25	Q137,776,562.02	Q409,471,404.11

3. Ajuste por Energía (APE), Costos – Ingresos:

Con base en la formulación contenida en el numeral 44 de la Resolución CNEE-164-2013, el cálculo del Ajuste por Energía (APE), correspondió a la diferencia resultante entre los costos de suministro de energía e ingresos por ventas de energía obtenidos por la Distribuidora, tal como se presenta a continuación:

FÓRMULA:	$APE_n = CCER_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarTNS} (EF_{t,i+1} \cdot PTE_{t,i+1} \cdot PFE_{t,i+1})$			
CONCEPTO:	COSTOS	-	INGRESOS	= APE _n
CÁLCULO:	Q243,585,645.30	-	Q409,471,404.11	= -Q165,885,758.82

4. Costos de potencia:

Para el trimestre enero a marzo 2017, la Distribuidora incurrió en los costos por suministro de potencia que se describen a continuación y que fueron consolidados con base en la formulación contenida en el numeral 44 de la Resolución CNEE-164-2013:

$$CCPR_n = \sum_{i=1}^3 CP_i$$





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

GENERADOR / CONCEPTO	DOCUMENTO	Ene-17	Feb-17	Mar-17	TOTAL
CENTRAL AGRO INDUSTRIAL GUATEMALTECA, S. A.	D-7151, A-2158, A-2158-D-7151, A-392, D-7225, D-7230, D-7241, N.C.-A-363, D-7126, D-7116, D-7126, N.C.-372.	Q2,873,645.59	Q2,801,459.35	Q0.00	Q5,675,044.94
CENTRAL GENERADORA ELECTRICA SAN JOSE	D-3631, D-3656, D-3983	Q20,186,932.24	Q20,186,932.12	Q10,084,122.88	Q60,722,592.24
INDE - ECOE (18.750 MW)	FACE-63-1E00E-17000000023, FACE-63-1E00E-17000000023, ... EST, EST, ...	Q1,107,151.43	Q1,091,402.03	Q1,087,201.95	Q3,285,815.40
INDE - ECOE (37.50 MW)	FACE-63-1E00E-17000000024, FACE-63-1E00E-17000000024, ... EST, EST, ...	Q1,606,710.95	Q2,569,771.35	Q2,559,741.30	Q7,736,223.60
INDE-ECOEF (C1-2016)	FACE-63-1E00E-17000000025, FACE-63-1E00E-17000000025, ... EST, EST, ...	Q164,437.68	Q162,107.44	Q587,767.98	Q914,311.10
DUKE ENERGY (5 MW)	FACE-63-F-001-17000000372, FACE-63-F-001-17000000372, FACE-63-F-001-17000000010, EST, EST, ...	Q336,349.80	Q331,583.40	Q330,289.20	Q998,222.40
DUKE ENERGY (8.750 MW)	FACE-63-E001-17000000373, FACE-63-E001-17000000373, FACE-63-F-001-17000000011, FACE-63-F-001-17000000011, EST, EST, ...	Q2,112,463.61	Q2,082,527.97	Q2,074,399.67	Q6,269,391.24
GENERADORA DE OCCIDENTE LCP 2017	A-0-0, EST, ...	Q0.00	Q0.00	Q101,013.53	Q101,013.53
DUKE ENERGY (LCC-2016)	A-0-0, EST, ...	Q0.00	Q0.00	Q63,690.77	Q63,690.77
GENESTE	GE-5452, GE-5451, ... EST, EST, ...	Q1,418,947.69	Q1,358,839.84	Q1,393,800.04	Q4,171,167.56
BIOGASS 11.6425 MW)	C-2889, C-2889, ND-32, C-3012, C-3012, ... EST, EST, ...	Q552,700.08	Q544,867.79	Q547,741.12	Q1,645,308.99
BIOGASS 14 MW)	D-2887, D-2887, C-3010, C-3010, ... EST, EST, ...	Q2,442,348.01	Q2,407,737.66	Q2,398,339.98	Q7,248,425.59
EL COBANO	A-847, A-847, A-907, A-907, ... EST, EST, ...	Q207,923.22	Q204,976.75	Q204,976.75	Q617,876.72
HIDROGACRAL	D-3419, D-3419, D-3421, D-3421, ... EST, EST, ...	Q299,837.74	Q293,697.42	Q293,697.42	Q887,232.58
GENOSA	A-2648, A-2648, A-2716, A-2716, ... EST, EST, ...	Q347,561.46	Q347,636.18	Q341,298.84	Q1,036,496.48
RENACE	FACE-63-REN-001-17000000260, FACE-63-REN-001-17000000260, ... FACE-63-REN-001-17000000342, FACE-63-REN-001-17000000342, ... EST, EST, ...	Q373,722.00	Q368,426.00	Q366,588.00	Q1,109,136.00
RENACE	FACE-63-REN-001-17000000262, FACE-63-REN-001-17000000262, ... FACE-63-REN-001-17000000345, FACE-63-REN-001-17000000345, ... EST, EST, ...	Q3,296,228.04	Q3,249,517.32	Q3,236,834.16	Q9,782,579.52
RENACE	FACE-63-REN-001-17000000263, FACE-63-REN-001-17000000263, ... EST, EST, ...	Q401,515.73	Q410,279.19	Q413,666.78	Q1,225,461.69
RENACE	FACE-63-REN-001-17000000265, FACE-63-REN-001-17000000265, ... FACE-63-REN-001-17000000377, ... EST, EST, ...	Q416,176.82	Q395,825.84	Q391,825.84	Q1,203,828.50
PASABEN	FACE-63-B-001-170000001631, FACE-63-B-001-170000001631, ... D, EST, EST, ...	Q146,349.54	Q144,275.62	Q143,712.50	Q434,337.66
POP (LCP-2016)	FACE-63-POP-001-17000000287, FACE-63-POP-001-17000000287, ... EST, EST, ...	Q126,575.16	Q124,781.47	Q129,473.37	Q380,829.99
DMEC 1 DCC	FACE-63-DXFE-001-17000000143, FACE-63-DXFE-001-17000000143, FACE-63-DXFE-001-17000000153, FACE-63-DXFE-001-17000000153, EST, EST, ...	Q399,135.10	Q393,478.99	Q393,943.18	Q1,186,557.25
DMEC 2 DCC	FACE-63-DXFE-001-17000000141, FACE-63-DXFE-001-17000000141, FACE-63-DXFE-001-17000000151, FACE-63-DXFE-001-17000000151, EST, EST, ...	Q166,306.29	Q163,949.57	Q163,309.66	Q493,565.52
CINCO, M	B-356, B-356, B-361, B-361, ... EST, EST, ...	Q599,001.62	Q590,513.19	Q588,208.37	Q1,777,723.18
COMERCIALIZADORA DEL POLOCHIC	FACE-63-POL-001-17000000153, FACE-63-POL-001-17000000153, FACE-63-POL-001-17000000228, ... FACE-63-POL-001-17000000149, FACE-63-POL-001-17000000149, ... EST, EST, ...	Q411,094.10	Q405,268.60	Q403,686.80	Q1,220,049.60
MADDALENA LCP-1-2016	B-13178, B-13178, ... EST, EST, ...	Q789,300.86	Q778,115.71	Q783,668.54	Q2,407,085.12
MONRIZ, PROVICIENCIA	A-501, A-501, ... EST, EST, ...	Q0.00	Q0.00	Q13,907.81	Q13,907.81
HIDROSACPIR (HIDROLUJANÁ)	C-651, C-651, C-737, C-737, ... EST, EST, ...	Q165,174.90	Q165,791.20	Q165,144.60	Q496,110.20
ENERGIA DEL CARRIBE	A-830	Q5,722,511.34	Q5,627,246.89	Q5,601,380.14	Q19,951,138.37
CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS (IRA)	REO2, RCYPL -ITE, REO2, RCYPL -ITE, REO2, RCYPL -ITE	Q247,254.18	Q227,170.86	Q241,031.80	Q715,456.84
RESULTADOS DESVIOS DE POTENCIA	REO2, RCYPL -ITE, REO2, RCYPL -ITE, REO2, RCYPL -ITE	-Q40,996.51	-Q36,603.47	-Q40,225.41	-Q117,825.39
PEAJE SISTEMA PRINCIPAL TRANSMISION	FACE-63-ETCEE-17000000029, FACE-63-E-001-170000001751, FACE-63-RECF-001-17000000082, A-4583, ETCEE-7932, FACE-63-ETCEE-17000000029, FACE-63-ETCEE-17000000029, FACE-63-RECF-001-17000000024, A-5102, ETCEE-8500, 0-0-0	Q8,188,338.22	Q8,360,682.45	Q8,360,682.47	Q24,909,703.14
PEAJE SISTEMA SECUNDARIO DE SUBTRANSMISION ETCEE	FACE-63-ETCEE-17000000029, ETCEE-7932, ETCEE-8500	Q510,378.54	Q516,927.30	Q516,927.30	Q1,544,233.15
PEAJE SISTEMA SECUNDARIO DE SUBTRANSMISION TRELCC	FACE-63-TR1-001-12000000269, FACE-63-TR1-001-12000000269	Q6,216,278.58	Q7,040,569.62	Q7,040,569.62	Q20,297,417.81
TOTAL DE COSTOS DE COMPRA DE POTENCIA EN EL TRIMESTRE					Q194,667,485.04

Nota: Todos los costos han sido cargados como valores provisionales, pues se están llevando a cabo proceso de revisión del cumplimiento de condiciones obtenidas en las licitaciones, Art. 71 LGE.

5. Ingresos por potencia:

Durante el trimestre febrero a abril 2017, la Distribuidora a través de sus usuarios de la Tarifa No Social, la facturación por consumo de potencia (dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo existe un desfase de un mes respecto al trimestre de costos), siendo dicha facturación equivalente a los ingresos por concepto de potencia que se detallan a continuación y que fueron consolidados con base en la formulación contenida en el numeral 44 de la Resolución CNEE-164-2013:

$$\sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarD} (DF_{t,i+1} \cdot PTP_{t,i+1} \cdot PFP_{t,i+1}) - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarE} (EF_{t,i+1} \cdot PTP_{t,i+1} \cdot PFP_{t,i+1})$$

TARIFA	Feb-17	Mar-17	Abr-17	TOTAL
BTS	Q8,421,884.20	Q9,833,391.61	Q9,347,268.99	Q27,602,544.80
BTDP	Q2,052,914.37	Q2,095,237.43	Q2,095,237.43	Q6,243,389.23
BTDFP	Q4,135,306.65	Q4,254,828.50	Q4,254,828.50	Q12,644,963.65
BTH PUNTA	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
BTH INTERMEDIA	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
BTH VALLE	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
MTDP	Q198,386.98	Q215,220.57	Q215,220.57	Q628,828.11
MTDFP	Q1,655,665.84	Q1,903,304.39	Q1,903,304.39	Q5,462,274.62
MTH PUNTA	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
MTH INTERMEDIA	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
MTH VALLE	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
AP	Q2,489,394.95	Q2,828,117.29	Q2,686,918.51	Q8,004,430.75
PeajeFT_BT P.Energía en Punta	Q3,823.99	Q4,075.07	Q4,075.07	Q11,974.13
PeajeFT_BT P.Energía en Intermedia	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
PeajeFT_BT P.Energía en Valle	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
PeajeFT_MT P.Energía en Punta	Q227,573.43	Q226,335.09	Q226,335.09	Q680,243.61
PeajeFT_MT P.Energía en Intermedia	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
PeajeFT_MT P.Energía en Valle	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
TOTAL	Q19,184,950.42	Q21,360,509.95	Q20,733,188.55	Q61,278,648.91



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

6. Ajuste por Potencia (APP), Costos – Ingresos:

Con base en la formulación contenida en el numeral 44 de la Resolución CNEE-164-2013, el cálculo del Ajuste por Potencia (APP), correspondió a la diferencia resultante entre los costos de suministro de potencia e ingresos por ventas de potencia obtenidos por la distribuidora, tal como se presenta a continuación:

FÓRMULA:	$APP_n = CCPR_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarD} (DF_{t,i+1} \cdot PTP_{t,i+1} \cdot PFP_{t,i+1}) - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarETNS} (EF_{t,i+1} \cdot PTP_{t,i+1} \cdot PFP_{t,i+1})$			
CONCEPTO:	COSTOS	-	INGRESOS	= APPn
CÁLCULO:	Q194,667,485.04	-	Q61,278,648.91	= Q133,388,836.13

7. Saldo No Ajustado (SNA):

Con base en el artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y la definición y formulación contenida en el numeral 44 de la Resolución CNEE-164-2013, el concepto de Saldo No Ajustado, se divide en dos partes, las cuales son:

7.1. Saldo No Ajustado por recuperación prevista del Monto a Recuperar (MR) a través de la aplicación del Ajuste Trimestral del Trimestre Anterior:

Este tipo de Saldo No Ajustado tiene su origen en la diferencia existente entre la proyección de ventas utilizada en el cálculo del Ajuste Trimestral y las ventas reales obtenidas durante el trimestre, lo cual resulta en una recuperación diferente a la esperada.

Así, en el ajuste anterior se proyectó, que aplicando el Ajuste Trimestral calculado a la proyección de ventas de 480,000,000 kWh se devolvería un Monto de Q58,465,259.16 sin embargo, las ventas reales varían levemente de la proyección, y debido a estas variaciones entre las ventas proyectadas y las ventas reales, también el monto recuperado varía respecto al calculado en el ajuste anterior. El cálculo del Saldo No Ajustado se presenta a continuación:

$$SNA_n = \underbrace{APP_{n-1} + APE_{n-1} + APO_{n-1} + SNA_{n-1} - APENR_{n-1} - APPNR_{n-1}}_{\text{Monto a recuperar}} - \underbrace{AT_{n-1} * EF_{n-1}}_{\text{Monto Recuperado}}$$

CONCEPTO	MONTO
Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior	-Q58,465,259.16
Monto Recuperado por AT en el Trimestre	-Q61,478,044.18
SALDO NO AJUSTADO POR MONTO	Q3,012,785.02





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

7.2. Saldo No Ajustado por disposición del artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad:

El artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, literalmente indica que: "Si posteriormente a la fijación del ajuste trimestral, se determina que se incluyeron cargos a favor o en contra del Distribuidor, que debieron ser aplicados en este o en anteriores ajustes, esta diferencia deberá ser incluida como saldo no ajustado en posteriores ajustes trimestrales". Derivado de ello todos aquellos montos (cargos o ingresos), que no fueron incluidos en ajustes trimestrales anteriores deben trasladarse al siguiente ajuste.

Para el efecto, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica realiza auditorías a cada ajuste efectuado con la finalidad de verificar la existencia de estos montos que deberán trasladarse al siguiente ajuste. Para el presente caso, el resultado de la auditoría efectuada al ajuste anterior obra en el informe GTA-Informe-726, adjunto al expediente del presente ajuste trimestral. El total del Saldo No Ajustado por este concepto, se presenta a continuación:

CONCEPTO	MONTO
Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior	-Q58,465,259.16
Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior incluyendo cargos a favor y/o en contra de la	-Q55,750,662.08
SALDO NO AJUSTADO POR DIFERENCIAS EN CARGOS A FAVOR Y/O EN CONTRA DE LA	Q2,714,597.08

Así, la sumatoria de los montos por los dos conceptos de Saldo no Ajustado fue la siguiente:

TOTAL SALDO NO AJUSTADO	Q5,727,382.10
--------------------------------	----------------------

8. Ajuste por Pago de Otros Costos Reales en el Trimestre (APO):

Con base en la definición y formulación contenida en el numeral 44 de la Resolución CNEE-164-2013, este concepto se define como la sumatoria de todos aquellos costos, que no teniendo relación directa con el suministro de potencia y energía, el marco regulatorio y normativa vigente establece que es necesario cubrirlos, para el funcionamiento y estabilidad de la cadena de suministro del servicio eléctrico. En el presente ajuste se distinguen los siguientes elementos de este concepto:

8.1. Cuotas al Administrador del Mercado Mayorista –AMM–:

Con base en el artículo 29 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, todo agente que realice transacciones en el Mercado Mayorista debe pagar mensualmente una Cuota por Administración y Operación para financiar el presupuesto anual del Administrador del Mercado Mayorista.





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

8.2. Cuotas al Ente Operador Regional –EOR– y a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE–:

Con base en el artículo 2 de la Resolución 846-03 del Administrador del Mercado Mayorista, "Los Participantes Consumidores deberán pagar el Cargo por Servicio de Operación del Sistema y el Cargo por Regulación del Mercado Eléctrico Regional". La institución encargada de la Operación del Sistema eléctrico regional de Centro América es el Ente Operador Regional –EOR– y la institución encargada de la Regulación del Mercado Eléctrico Regional es la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE–.

8.3. Ingresos Obtenidos por Penalizaciones de Contratos:

En el cálculo del presente ajuste trimestral se trasladaron los montos informados por la Distribuidora en concepto de penalizaciones convencionales de contratos con atraso, las cuales ascienden a Q 3,015,475.47, como un descuento a favor de los usuarios.

8.4. Ampliación del Período de Recuperación de los Saldos – APRS–:

- Con base al último párrafo del artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y el numeral I.VI. de la resolución CNEE-44-2017, dentro del Ajuste Trimestral se incluyó la devolución por la Ampliación del Período de Recuperación de los Saldos por un monto de Q 237,400,000.00, a favor de los usuarios, adicionando los intereses respectivos por Q 3,039,491.55, resultando un total de Q 240,439,491.55.
- Derivado de que en el presente ajuste se observaron variantes significativas entre las previsiones de costos de compra y los costos reales de la Distribuidora, CNEE, mediante nota CNEE-37121 GTTA-NotaS2017-75, solicitó a la Distribuidora la aplicación de lo estipulado en el último párrafo del artículo 87 del RLGE, en el sentido de ampliar el plazo de recuperación de un monto de Q 217,100,000.00 perteneciente a los usuarios mismo que deberá ser devuelto en el próximo ajuste trimestral, adicionando los intereses a la tasa correspondiente a lo establecido en la nota identificada como GPC-108-2014 remitida por Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. a esta Comisión, a lo cual la Distribuidora manifestó su aceptación, por medio de nota GPC-094-2017.

A continuación se presenta la fórmula de cálculo y la consolidación de estos cargos que fueron trasladados a tarifas:

$$APO_n = \sum COR_n$$



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

CONCEPTO	DOCUMENTO	Ene-17	Feb-17	Mar-17	TOTAL
Cuota por Administración y Operación del MM	FACE-63-FEA-001-17000000143, FACE-63-FEA-001-170000000268, EST	Q1,054,261.63	Q1,048,317.64	Q1,048,317.64	Q3,150,916.92
Pago EOR	F-7439, ..	Q176,503.89	Q176,503.89	Q176,503.89	Q529,511.67
Pago CRIE	F-749, Est, Est	Q84,029.75	Q84,029.75	Q84,029.75	Q252,089.25
Multas CRIE / EOR	platts,				Q256,157.03
Ingreso por Penalidades	Kolhuitz, Providencia, F-38 246295, F-38 247237, F-38 245169, F-38 245738, FE-247168, F-38 245166F-38 244569				-Q3,015,475.47
Creación de Ampliación del Periodo de Recuperación de los Saldos					Q217,100,000.00
Devolución por Ampliación del Periodo de Recuperación de los Saldos					-Q240,439,491.55
TOTAL AJUSTE POR OTROS					-Q22,156,292.15

9. Criterios aplicados en temas puntuales de liquidación en el presente Ajuste Trimestral

En cumplimiento a lo estipulado en el Artículo 87 del RLGE (revisión y análisis de la documentación presentada por las Distribuidoras para el cálculo de los ajustes) y con respaldo en el Artículo 71 de la Ley General de Electricidad ("Los precios de compra de energía por parte del distribuidor que se reconozcan en las tarifas deben reflejar en forma estricta las condiciones obtenidas en las licitaciones"), se ha procedido a realizar procesos de análisis para verificar que los costos facturados para ser trasladados a tarifas reflejen correctamente: las condiciones contractuales, bases de licitación, términos de referencia y documentación relacionada. Lo anterior cobra mayor relevancia al tomar en consideración la amplia gama y cantidad de contratos suscritos, derivado de los procesos de licitación realizados.

Así, derivado que dichos procesos de revisión se están llevando a cabo de manera detallada, se han seguido los siguientes criterios para la integración de costos en el cálculo del ajuste:

Inclusión provisional de compra de energía:

- Se están revisando las condiciones contractuales de manera que reflejen íntegramente las condiciones obtenidas en las licitaciones (TDR's, Bases de Licitación y/o adendas).
- Derivado de ello, todos los costos de compras a los contratos han sido trasladados al cálculo del ajuste como valores provisionales, sujetos de revisión y corrección en próximos ajustes si fuese necesario como resultado de dicha revisión.
- En aquellos casos en los que existan discrepancias entre los generadores y la distribuidora por montos, cantidad y/o precios de energía y potencia facturados, CNEE está dando el seguimiento correspondiente para que se apliquen las condiciones obtenidas en las licitaciones para el traslado a tarifa (Art. 71 LGE).

Art. 50 bis del RAMM (Res. CNEE-140-2007), Saldo del Precio de la Potencia – SPLA –:

- CNEE ha venido realizando el respectivo análisis y revisión para la determinación de un procedimiento oficializado de cálculo y aplicación del Saldo del Precio de la Potencia.
- Con base en los resultados de dicho análisis y revisión se procederá a



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

evaluar los resultados reportados por el AMM en los ITE's, por lo que dichos valores se han trasladado al ajuste como montos provisionales, sujetos de revisión y/o corrección de acuerdo al procedimiento respectivo.

10. Ajustes por Pérdidas No Reconocidas de Energía y Potencia (APENR y APPNR):

Las pérdidas de energía y potencia se dan a lo largo de la conducción de la electricidad desde la entrada de la red de la distribuidora hasta los medidores de los usuarios o consumidores. Básicamente, estas pérdidas tienen un origen técnico debido a que la energía eléctrica a lo largo de su recorrido por los cables y transformadores va teniendo un margen de disipación en forma de calor, provocando pérdidas de energía y potencia eléctrica.

Con base en lo estipulado en la Resolución CNEE-164-2013, Numerales "45. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía No Reconocidas" y "46. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Potencia No Reconocidas", se establece que los usuarios deben pagar un costo por estas pérdidas hasta un límite establecido. Más allá de este límite, es la Distribuidora quien debe asumir los costos de estas pérdidas. A estos costos que la Distribuidora debe asumir se les denomina Ajustes por Pérdidas No Reconocidas de Energía y Potencia (APENR y APPNR). A continuación se presenta la formulación y cálculo de dichos ajustes:

$$APENR^{TNS}_n = MPRE^{TNS}_n - MPAE^{TNS}_n$$
$$APPNR^{TNS}_n = MPRP^{TNS}_n - MPAP^{TNS}_n$$

CONCEPTO	ENERGÍA		POTENCIA	
	MONTO	PÉRDIDAS %	MONTO	PÉRDIDAS %
Monto de Pérdidas Reales de Energía y Potencia, relacionado a los Usuarios de la	Q16,196,694.46	6.65%	Q11,349,690.82	5.83%
Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía y Potencia, relacionado a los Usuarios de la	Q19,480,223.87	7.99%	Q18,120,805.18	9.31%
Ajuste por Pérdidas de Energía y Potencia No Reconocidas, relacionado a los Usuarios de la	Q0.00	0.00%	Q0.00	0.00%

11. Cálculo del Ajuste Trimestral (AT):

Con base en lo estipulado en el artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y el numeral 44 de la Resolución CNEE-164-2013, a continuación se expone el cálculo del valor del Ajuste Trimestral, integrando todas las variables expuestas anteriormente. Para el efecto se aplicó la fórmula de cálculo definida en la resolución CNEE-164-2013, constituyendo un valor denominado "Monto a Recuperar", el cual con base en el artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se dividió entre la proyección de ventas de energía de la Distribuidora para el próximo trimestre. Así, para el trimestre de Mayo a Julio 2017, el Ajuste Trimestral calculado será el siguiente:

$$AT_n = \frac{APP_n + APE_n + APO_n + SNA_n - APENR_n - APPNR_n}{EP_{n+1}} = \frac{MR_{n+1}}{EP_{n+1}}$$



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

CONCEPTO	SIGLAS	MONTO
Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n	APP _n	Q133,388,836.13
Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n	APE _n	-Q165,885,758.82
Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n	APO _n	-Q22,156,292.15
Saldo No Ajustado en trimestre n	SNA _n	Q5,727,382.10
Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas en el trimestre n	APENR ^{INS} _n	Q0.00
Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas en el trimestre n	APPNR ^{INS} _n	Q0.00
Monto a Recuperar en el trimestre n+1	MR _{n+1}	-Q48,925,832.74
FACTURACIÓN DE ENERGÍA PREVISTA EN EL TRIMESTRE n+1	EP_{n+1}	480,000,000
AJUSTE TRIMESTRAL EN EL TRIMESTRE n	AT_n	-Q0.101929

Se Incluye la devolución del saldo anterior perteneciente a los usuarios y el nuevo saldo perteneciente a los usuarios.

B) Cálculo de la tasa de interés por mora

Según lo dispuesto en el numeral 18 de la Resolución CNEE-164-2013, "En caso de atraso en el pago por parte del Usuario, después de los treinta días de la fecha de emisión de la factura, la Distribuidora podrá cobrarle interés por mora. La tasa de interés por mora será indicada por la Comisión en cada ajuste trimestral, calculándola como la tasa mensual equivalente del promedio de la tasa de interés activa anual publicada por el Banco de Guatemala, correspondiente al trimestre de compras.". Así para el presente ajuste, se expone la tasa de mora que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica calculó para que sea aplicada por la Distribuidora durante el trimestre Mayo a Julio 2017:

MES	TASA ANUAL
Ene-17	13.05%
Feb-17	13.05%
Mar-17	13.08%
Tasa Promedio	13.06%
Tasa de Interés por Mora	1.028153%

C) Ajuste Anual:

A continuación se presentan los precios de Energía y Potencia a aplicar para el cálculo tarifario del período comprendido del 1 de Mayo de 2017 al 30 de Abril de 2018, los cuales han sido calculados con base en las proyecciones resultantes del Informe de Costos Mayoristas aprobado mediante Resolución CNEE-80-2017 y los criterios establecidos en la Resolución CNEE-77-2017.

Concepto	Valores Ajustados	Unidades
PPST	55.067853	Q/kW
PEST _{BT5}	0.747698	Q/kWh
PEST _{AP}	0.729896	Q/kWh
PEST _{BTDFP}	0.747923	Q/kWh
PEST _{BTDP}	0.744692	Q/kWh
PEST _{MTDFP}	0.746656	Q/kWh
PEST _{MTDP}	0.744688	Q/kWh
PEST _{PUNTA}	0.753712	Q/kWh
PEST _{INTERMEDIA}	0.752746	Q/kWh
PEST _{VALLE}	0.720168	Q/kWh

2019 ER



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

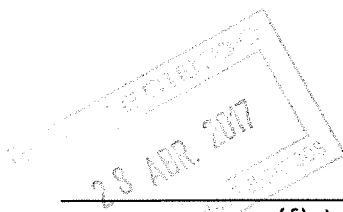
Tel. PBX: (502) 2290-8000; Fax: (502) 2290-8002

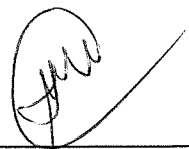
Sitio web : www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

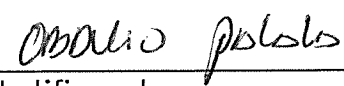
En la Ciudad de Guatemala, siendo las 16 horas con 33 minutos del día **veintiocho de abril de dos mil diecisiete**, en **6a. avenida 8-14, zona 1**, NOTIFIQUÉ la **Resolución CNEE-103-2017** de fecha **veintisiete de abril de dos mil diecisiete**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima**, por medio de cédula de notificación que entrego a GABRIELA ROSALES, quien de enterado SI () – NO () firma. DOY FE.


 Comisión Nacional de Energía Eléctrica
PROCURADOR NOTIFICADOR





(f) Notificado



(f) Notificador

CNEE-103-2017
Exp.: GTA-66-17