



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA
4°. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

RESOLUCIÓN CNEE-119-2021
Guatemala, 26 de abril de 2021
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 Reglamento de la Ley General de Electricidad, preceptúa en el artículo 87 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...". Con fundamento en la norma antes citada, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, emitió la Resolución CNEE-110-2020, publicada en el Diario de Centro América, el 29 de abril de 2020, la cual contiene el Pliego Tarifario, para ser aplicado por **Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima** a sus usuarios del Servicio de Distribución Final de la Tarifa No Social; mismo que en el apartado "FÓRMULAS DE AJUSTE", numeral "65. Ajuste Trimestral", establece las fórmulas para determinar los cálculos al precio de la energía, para ser consignados en el presente ajuste trimestral.

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 veintiuno al treinta de abril de dos mil veintidós, 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 **Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima** (a la que en lo sucesivo y para efectos de la presente resolución podrá denominársele 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; por lo que, de acuerdo con la información regulatoria con la que se cuenta y de conformidad con el procedimiento y metodología establecida en el marco legal vigente, la Gerencia de Tarifas emitió el dictamen técnico de soporte, por medio del cual determinó el cálculo del ajuste trimestral que le corresponde aplicar a **Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima**, estableciéndose la procedencia legal de dicho cálculo, por medio del dictamen jurídico correspondiente.

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 **Distribuidora de Electricidad de Oriente, 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. Al respecto mediante la nota identificada como GG-125-2021-04-23 la Distribuidora manifestó su acuerdo con la ampliación de periodo por un saldo de seis millones ochocientos setenta mil quetzales (Q6,870,000.00), perteneciente a la Distribuidora, mismo que será devuelto en el próximo ajuste trimestral, adicionando los intereses correspondientes.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado y artículos 1, 2, 4, 6, 61 y 76 de la Ley General de Electricidad y artículos 86, 87, 89, 92 y 115 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

RESUELVE:

- I. Aprobar para **Distribuidora de Electricidad de Oriente, 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 Q6,031,889.70 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 2021**, el Ajuste Trimestral



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

equivalente a -0.047758 Q/kWh, tomando como referencia una proyección de demanda de energía para los próximos tres meses de 126,300,000 kWh.

- I.II. Los factores de ajuste semestral para la aplicación en la facturación del período comprendido del **1 de mayo al 31 de octubre de 2021**, así: **A)** El Factor de Ajuste del Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión (FACDBT) es de 1.106696; **B)** El Factor de Ajuste del Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión (FACDMT) es de 1.136962; **C)** El Factor de Ajuste del Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión Simple y del Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión con Demanda (FACFBT) es de 1.154851; **D)** El Factor de Ajuste del Cargo Fijo Base, Usuarios Media Tensión con Demanda (FACFMT) es de 1.154851 y, **E)** El Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión (FACACYRm) es de 1.181424.
- I.III. Los Precios de Energía y Potencia a aplicar para el cálculo tarifario del período comprendido del **1 de mayo de 2021 al 30 de abril de 2022**, son los siguientes:

Precio	Valores Ajustados	Unidades	Definición
PPST	56.889653	Q/kW	Precio Base de Potencia de Tarifa No Social
PEST _{BTS}	1.014452	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa BTS
PEST _{BTSA}	1.013237	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa BTS Autoprodutores
PEST _{AP}	1.012712	Q/kWh	Precio Base de la energía AP
PEST _{VSC}	1.013277	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Vigilancia, Señalización o Comunicaciones
PEST _{BTDP}	1.013178	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta
PEST _{BTDPA}	1.013588	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores
PEST _{BTDFP}	1.013617	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta
PEST _{BTDFPA}	1.013588	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutores
PEST _{MTDP}	1.013164	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta
PEST _{MTDPA}	1.013588	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores
PEST _{MTDFP}	1.013357	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda fuera de Punta
PEST _{MTDFPA}	1.013588	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda fuera de Punta Autoprodutores
PEST _{PUNTA}	1.022936	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Punta
PEST _{INTERMEDIA}	1.01317	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Intermedia
PEST _{VALLE}	1.00756	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle
PEST _{VALLEg}	0.81338	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle adicional



PPO _{VALLE}	0.42496	Q/kWh	Promedio del Precio de Oportunidad de la Energía en Banda Punta
----------------------	---------	-------	---

I.IV. Los cargos tarifarios vigentes durante el período de facturación del **1 de mayo al 31 de julio de 2021**, son los siguientes:

BAJA TENSION SIMPLE - BTS -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	20.241365
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	1.884483
BAJA TENSION SIMPLE PRE-PAGO - BTSP -	
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	ND
BAJA TENSION SIMPLE AUTOPRODUCTORES - BTSA -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	20.241365
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	1.677906
BAJA TENSION SIMPLE HORARIA - BTSH -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	20.241365
Cargo Unitario por Energía de Punta (Q/kWh)	1.972833
Cargo Unitario por Energía Intermedia (Q/kWh)	1.916043
Cargo Unitario por Energía en Valle (Q/kWh)	1.718747
Cargo Único por Energía de Valle adicional (Q/kWh)	1.492438
BAJA TENSION CON DEMANDA EN PUNTA - BTDp	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	911.940430
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.133062
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	50.581984
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	89.354282
BAJA TENSION CON DEMANDA FUERA DE PUNTA - BTDfp -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	911.940430
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.133574
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	26.819325
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	75.920314
BAJA TENSION HORARIA CON DEMANDA - BTHD -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	911.940430
Cargo por Energía de Punta (Q/kWh)	1.144435
Cargo por Energía Intermedia (Q/kWh)	1.133057
Cargo por Energía en Valle (Q/kWh)	1.126509
Cargo por Energía en Valle Adicional (Q/kWh)	0.900199
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	54.498527

1

2



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	103.203395
BAJA TENSION CON DEMANDA EN PUNTA AUTOPRODUCTORES - BTDpA -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	911.940430
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.133540
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	19.734792
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	79.551809
BAJA TENSION CON DEMANDA FUERA DE PUNTA AUTOPRODUCTORES - BTDfpA -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	911.940430
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.133540
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	18.739000
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	72.470174
MEDIA TENSION CON DEMANDA EN PUNTA AUTOPRODUCTORES - MTDp	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	3460.316920
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.013734
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	26.312718
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	66.204185
MEDIA TENSION CON DEMANDA FUERA DE PUNTA - MTDfp	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	3460.316920
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.013936
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	41.666575
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	56.019339
MEDIA TENSION HORARIA CON DEMANDA - MTHD -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	3460.316920
Cargo por Energía de Punta (Q/kWh)	1.023972
Cargo por Energía Intermedia (Q/kWh)	1.013744
Cargo por Energía en Valle (Q/kWh)	1.007857
Cargo por Energía en Valle Adicional (Q/kWh)	0.804415
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	28.350101
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	97.359096
MEDIA TENSION CON DEMANDA EN PUNTA AUTOPRODUCTORES - MTDpA -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	3460.316920
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.014178
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	36.271463
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	62.386414
MEDIA TENSION CON DEMANDA FUERA DE PUNTA AUTOPRODUCTORES - MTDfpA -	



Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	3460.316920
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.014178
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	36.154014
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	56.019339
ALUMBRADO PÚBLICO - AP -	
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	1.951515
TARIFA DE ALUMBRADO PRIVADO O PUBLICITARIO NOCTURNO - APPN -	
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	1.951515
TARIFA VIGILANCIA, SEGURIDAD O COMUNICACIONES - VSC -	
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	1.619965
PEAJE EN FUNCIÓN DE TRANSPORTISTA BAJA TENSIÓN - PEAJEFT_BT	
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (Q/kWh)	0.161354
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (Q/kWh)	0.159739
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (Q/kWh)	0.158809
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW)	175.483113
PEAJE EN FUNCIÓN DE TRANSPORTISTA MEDIA TENSIÓN - PEAJEFT_MT	
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (Q/kWh)	0.046516
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (Q/kWh)	0.046050
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (Q/kWh)	0.045782
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW)	59.550140

Nota: La desagregación de la Tarifa BTS de DEORSA para el período del 1 de mayo al 31 de julio de 2021 es la siguiente: Cargo por Potencia: 0.749937 Q/kWh y Cargo por Energía: 1.134546 Q/kWh.

I.V. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el semestre comprendido del **1 de mayo al 31 de octubre de 2021**, son los siguientes: **A)** CACYRBTS_m = 272.76 Quetzales, **B)** CACYRBDT-BTH_m = 818.32 Quetzales, y **C)** CACYRMTD-MTH_m = 2,455.25 Quetzales.

I.VI. La tasa de interés mensual en concepto de cargo por mora de 0.973383% mensual, para el período de facturación comprendido del **1 de mayo al 31 de julio de 2021**.

I.VII. Que **Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima**, para el presente ajuste trimestral, ampliará el período de recuperación de saldos por un monto de seis millones ochocientos setenta mil quetzales (Q.6,870,000.00), perteneciente a la Distribuidora, mismo que deberá ser devuelto en el próximo ajuste trimestral, adicionando intereses de acuerdo a la tasa correspondiente a lo establecido en la nota identificada como



GG-125-2021-04-23, remitida por Distribuidora de Electricidad de Oriente, 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; 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. -

Rodrigo Estuardo Fernández Ordóñez
Presidente

Ingeniero José Rafael Argüeta Monterroso
Director



Ingeniero Angel Jesús García Martínez
Director

Licenciada Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General



ANEXO RESOLUCIÓN CNEE-119-2021

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 "65. Ajuste Trimestral", de la Resolución CNEE-110-2020, Pliego Tarifario aprobado para ser aplicado por Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima a sus usuarios del Servicio de Distribución Final de 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 de mayo a julio 2021.

1. Costos de energía:

Para el trimestre enero - marzo 2021, 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 65 de la Resolución CNEE-110-2020:

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

GENERADOR / CONCEPTO	ENERO	FEBRERO	MARZO	TOTAL
Agroforestal El Cedro	Q0.00	Q31,727.24	Q34,595.03	Q66,322.27
AGROPECUARIA ALTORR S.A. (EP 13)	Q315,152.40	Q273,597.13	Q266,599.26	Q855,348.79
ALTERNATIVA DE NERGIA RENOVABLE (Escritura Publica No. 2)	Q0.00	Q121,708.04	Q135,744.96	Q257,453.00
ANACAPRI (Escritura Pública No. 17)	Q0.00	Q505,103.27	Q597,163.34	Q1,102,266.61
CORALITO S.A. (Escritura Pública 15)	Q543,164.04	Q450,631.07	Q445,542.40	Q1,439,337.51
ENEL (Escritura Pública No. 15)	Q0.00	Q100,281.98	Q104,178.06	Q204,460.04
ENERGIA DEL CARIBE (Escritura Pública 15)	Q129,585.94	Q0.00	Q2,049,103.22	Q2,178,689.16
ENERGÍA LIMPIA DE GUATEMALA - XCB DELTA	Q467,610.82	Q312,367.38	Q288,799.94	Q1,068,778.14
Energías del Ocosito, TRES RIOS RIO_NEGRO	Q119,153.34	Q97,249.67	Q112,025.73	Q328,428.73
ENERGÍAS SAN JOSÉ (Escritura Pública 11)	Q201,272.35	Q0.00	Q0.00	Q201,272.35
EOLICO SAN ANTONIO (Escritura Publica No. 12)	Q12,489,549.70	Q7,286,721.89	Q7,220,777.52	Q26,997,049.10
GENOR (Escritura Pública 1)	Q2,865.81	Q344,571.16	Q236,906.61	Q584,343.57
GRUPO GENERADOR DE ORIENTE S.A. (Escritura Pública 11)	Q0.00	Q195,232.61	Q78,764.60	Q273,997.22
HIDRO SACJA (Escritura Pública 10)	Q613,954.94	Q708,911.54	Q787,428.89	Q2,110,295.36
HIDRO. RAAXHA_(GENASA)_ PCH_RAAXHA	Q1,792,683.68	Q1,213,181.67	Q1,069,154.56	Q4,075,019.92
HIDROELECTRICA EL COBANO (Escritura Pública 12)	Q180,395.33	Q138,833.90	Q153,498.89	Q472,728.13
HIDROXACBAL (Escritura Pública 15)	Q1,150,800.86	Q773,800.76	Q863,045.34	Q2,787,646.96
INDE (Escritura Pública 16)	Q0.00	Q1,787,290.65	Q1,993,423.84	Q3,780,714.49
INDE (Escritura Pública 17)	Q872,621.72	Q782,336.75	Q872,565.81	Q2,527,524.28
JAGUAR ENERGY	Q6,600,673.10	Q7,243,338.34	Q8,242,210.44	Q22,086,221.88
LAS VICTORIAS S.A (Escritura Pública 4)	Q0.00	Q127,059.43	Q168,108.95	Q295,168.38
MAGDALENA (Escritura Pública 24)	Q0.00	Q147,117.49	Q197,163.78	Q344,281.27



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

OXEC II - GENERADORA NACIONAL (Escritura Pública 19)	Q726,154.59	Q524,421.57	Q431,946.59	Q1,682,522.74
OXEC II - GENERADORA NACIONAL (Escritura Pública 5)	Q496,499.14	Q417,827.11	Q346,512.88	Q1,260,839.13
OXEC SOCIEDAD ANONIMA (Escritura Publica No. 18)	Q636,540.50	Q406,133.41	Q271,693.60	Q1,314,367.51
OXEC SOCIEDAD ANONIMA (Escritura Publica No. 18)	Q0.00	Q456,287.28	Q435,424.60	Q891,711.88
PAPELES ELABORADOS (Escritura Pública No. 17)	Q0.00	Q39,189.56	Q40,081.35	Q79,270.91
REGIONAL ENERGETICA S.A. (Escritura Pública 4)	Q294,601.60	Q235,198.92	Q223,402.38	Q753,202.91
RENACE IV (Escritura Pública 30)	Q0.00	Q0.00	Q447,927.17	Q447,927.17
RENACE S.A II FASE 2 (Escritura Pública 18)	Q0.00	Q549,182.91	Q231,140.26	Q780,323.18
RENACE S.A. (Escritura Pública 8)	Q1,053,128.54	Q701,746.19	Q167,925.47	Q1,922,800.20
RENACE S.A. (Escritura Pública 8)	Q369,459.71	Q150,560.87	Q426,916.65	Q946,937.22
SERVICIOS CM	Q65,777.95	Q449,709.03	Q605,164.09	Q1,120,651.07
TUNCAJ (Escritura Pública No.5)	Q735,889.42	Q675,475.42	Q733,693.45	Q2,145,058.30
VECOESA (Escritura Pública 20)	Q56,664.51	Q30,999.88	Q34,779.01	Q122,443.40
VECOESA (Escritura Pública 20)	Q38,775.13	Q27,217.05	Q29,656.75	Q95,648.94
VECOESA II (Escritura Pública 23)	Q56,415.78	Q50,578.78	Q56,412.17	Q163,406.72
RESULTADO EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD	Q459,246.42	-Q70,879.96	Q578,563.54	Q966,929.99
EXCEDENTE DE PRECIOS NODALES	-Q386,306.41	-Q540,779.82	-Q766,968.92	-Q1,694,055.15
RESULTADO POR GENERACIÓN FORZADA	Q164,561.58	Q294,818.29	Q440,293.20	Q899,673.07
CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS RRO / RRA	Q843,317.08	Q718,614.27	Q758,206.02	Q2,320,137.37
RESULTADOS DESVÍOS DE POTENCIA	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
CRÉDITO POR REMANENTE DE DESVÍOS DE POTENCIA	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
COSTOS DIFERENCIALES DE CONTRATOS EXISTENTES	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
CARGO POR CONTRATOS DE LICITACIONES ABIERTAS Art.50 Bis RAMM	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
AJUSTES INFORMES ANTERIORES	-Q6,631.32	Q472.73	Q33.61	-Q6,124.99
AJUSTES INFORME ANTERIOR COSTO DIFERENCIAL	-Q45,043.28	-Q362,578.90	-Q255,208.81	-Q662,830.99
TRANSACCIONES MERCADO REGIONAL	Q295,343.48	Q316,314.05	Q458,253.25	Q1,069,910.77
PEAJE SISTEMA PRINCIPAL TRANSMISIÓN	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
PEAJE SISTEMA SECUNDARIO DE SUBTRANSMISION	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
TOTAL	Q31,333,878.44	Q27,711,570.60	Q31,612,649.47	Q90,658,098.52

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

2. Ingresos por energía:

Durante el trimestre febrero - abril 2021, 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 65 de la Resolución CNEE-110-2020:

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



TARIFA	FEBRERO	MARZO	ABRIL	TOTAL
BTS	Q25,029,862.10	Q25,029,862.10	Q25,029,862.10	Q75,089,586.31
BTSA	Q208,590.42	Q208,590.42	Q208,590.42	Q625,771.26
BTDP	Q4,801,518.82	Q4,801,518.82	Q4,801,518.82	Q14,404,556.46
BTDFP	Q8,674,679.86	Q8,674,679.86	Q8,674,679.86	Q26,024,039.59
BTDPA	Q5,264.80	Q5,264.80	Q5,264.80	Q15,794.39
BTDFPA	Q109,737.27	Q109,737.27	Q109,737.27	Q329,211.80
MTDP	Q87,594.40	Q87,594.40	Q87,594.40	Q262,783.19
MTDFP	Q2,596,563.33	Q2,596,563.33	Q2,596,563.33	Q7,789,689.98
MTDPA	Q24,707.91	Q24,707.91	Q24,707.91	Q74,123.72
MTDFPA	Q42,401.79	Q42,401.79	Q42,401.79	Q127,205.38
AP	Q4,856,835.01	Q4,856,835.01	Q4,856,835.01	Q14,570,505.02
VSC	Q183,269.73	Q183,269.73	Q183,269.73	Q549,809.20
PeajeFT_MT P.Energía en Punta	Q817,331.02	Q817,331.03	Q817,331.02	Q2,451,993.07
TOTAL	Q47,438,356.46	Q47,438,356.46	Q47,438,356.46	Q142,315,069.38

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

Con base en la formulación contenida en el numeral 65 de la Resolución CNEE-110-2020, 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:	$APE_n = CCER_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{marTNS} (EF_{t,i+1} \cdot PTE_{t,i+1} \cdot PFE_{t,i+1})$			
CONCEPTO:	COSTOS	-	INGRESOS	= APEn
CÁLCULO:	Q90,658,098.52	-	Q142,315,069.38	= -Q51,656,970.86

4. Costos de potencia:

Para el trimestre enero - marzo 2021, 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 65 de la Resolución CNEE-110-2020:

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

GENERADOR / CONCEPTO	ENERO	FEBRERO	MARZO	TOTAL
ALTERNATIVA DE ENERGIA RENOVABLE (Escritura Publica No. 2)	Q0.00	Q111,643.76	Q112,469.63	Q224,113.39
ENEL (Escritura Pública No. 15)	Q0.00	Q44,176.14	Q44,502.92	Q88,679.06
ENERGIA DEL CARIBE (Escritura Pública 15)	Q3,307,347.57	Q1,321,110.86	Q3,307,135.66	Q7,935,594.09
ENERGÍA LIMPIA DE GUATEMALA - XCB DELTA	Q1,309,826.88	Q1,300,125.48	Q1,309,742.95	Q3,919,695.31



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Energías del Ocosito, TRES RIOS RIO_NEGRO	Q46,250.39	Q45,907.83	Q46,247.43	Q138,405.65
ENERGÍAS SAN JOSÉ (Escritura Pública 11)	Q367,121.73	Q0.00	Q0.00	Q367,121.73
GENOR (Escritura Pública 1)	Q116,737.76	Q115,873.13	Q116,730.28	Q349,341.17
GRUPO GENERADOR DE ORIENTE S.A. (Escritura Pública 11)	Q147,842.57	Q168,259.74	Q169,504.41	Q485,606.72
HIDROELECTRICA EL COBANO (Escritura Pública 12)	Q128,865.06	Q127,910.60	Q128,856.80	Q385,632.45
HIDROXACBAL (Escritura Pública 15)	Q618,432.19	Q613,851.70	Q618,392.57	Q1,850,676.46
INDE (Escritura Pública 16)	Q0.00	Q462,617.03	Q466,039.17	Q928,656.20
INDE (Escritura Pública 17)	Q686,181.79	Q681,099.50	Q686,137.82	Q2,053,419.10
JAGUAR ENERGY	Q10,375,789.01	Q8,543,162.11	Q8,310,949.80	Q27,229,900.92
MAGDALENA (Escritura Pública 24)	Q0.00	Q217,995.57	Q219,608.15	Q437,603.72
OXEC II - GENERADORA NACIONAL (Escritura Pública 19)	Q107,742.47	Q106,944.46	Q107,735.57	Q322,422.50
OXEC II - GENERADORA NACIONAL (Escritura Pública 5)	Q190,282.55	Q188,873.20	Q190,270.36	Q569,426.11
OXEC SOCIEDAD ANONIMA (Escritura Publica No. 18)	Q247,372.88	Q102,308.62	Q103,065.43	Q452,746.92
OXEC SOCIEDAD ANONIMA (Escritura Publica No. 18)	Q0.00	Q245,540.68	Q247,357.03	Q492,897.71
PAPELES ELABORADOS (Escritura Pública No. 17)	Q0.00	Q25,647.28	Q25,837.00	Q51,484.27
RENACE IV (Escritura Pública 30)	Q0.00	Q0.00	Q180,831.19	Q180,831.19
RENACE S.A II FASE 2 (Escritura Pública 18)	Q0.00	Q733,915.15	Q739,344.17	Q1,473,259.33
RENACE S.A. (Escritura Pública 8)	Q182,325.86	Q180,975.44	Q182,314.18	Q545,615.49
RENACE S.A. (Escritura Pública 8)	Q1,608,114.09	Q1,596,203.39	Q1,608,011.05	Q4,812,328.52
SERVICIOS CM	Q637,150.54	Q632,431.40	Q637,109.71	Q1,906,691.65
VECOESA (Escritura Pública 20)	Q342,548.20	Q340,011.08	Q342,526.25	Q1,025,085.53
VECOESA (Escritura Pública 20)	Q371,244.61	Q368,494.94	Q371,220.83	Q1,110,960.38
VECOESA II (Escritura Pública 23)	Q1,191,577.55	Q1,182,751.98	Q1,191,501.20	Q3,565,830.72
RESULTADO EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
EXCEDENTE DE PRECIOS NODALES	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
RESULTADO POR GENERACIÓN FORZADA	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS RRO / RRA	Q440,282.14	Q413,684.08	Q458,440.62	Q1,312,406.85
RESULTADOS DESVÍOS DE POTENCIA	-Q10,460.47	-Q789.89	Q243,858.17	Q232,607.81
CRÉDITO POR REMANENTE DE DESVÍOS DE POTENCIA	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
COSTOS DIFERENCIALES DE CONTRATOS EXISTENTES	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
CARGO POR CONTRATOS DE LICITACIONES ABIERTAS Art.50 Bis RAMM	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
AJUSTES INFORMES ANTERIORES	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
AJUSTES INFORME ANTERIOR COSTO DIFERENCIAL	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
TRANSACCIONES MERCADO REGIONAL	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
PEAJE SISTEMA PRINCIPAL TRANSMISIÓN	Q4,178,470.58	Q3,893,853.83	Q3,853,039.12	Q11,925,363.53
PEAJE SISTEMA SECUNDARIO DE SUBTRANSMISION	Q1,845,494.09	Q1,735,676.12	Q1,778,274.62	Q5,359,444.82
AJUSTE COSTOS DE POTENCIA SEGÚN NUMERAL IV.IV.III RESOLUCIÓN 77-2017	Q0.00	Q0.00	-Q1,631,506.56	-Q1,631,506.56
TOTAL	Q28,436,540.04	Q25,500,255.19	Q26,165,547.51	Q80,102,342.75

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

5. Ingresos por potencia:

Durante el trimestre febrero – abril 2021, la Distribuidora emitió a 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 65 de la Resolución CNEE-110-2020:

7



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

TARIFA	FEBRERO	MARZO	ABRIL	TOTAL
BTS	Q3,491,520.89	Q3,491,520.89	Q3,491,520.89	Q10,474,562.67
BTSA	Q21,167.72	Q21,167.72	Q21,167.72	Q63,503.17
BTDP	Q501,749.05	Q501,750.20	Q501,749.05	Q1,505,248.30
BTDFP	Q811,528.80	Q811,539.91	Q811,528.80	Q2,434,597.50
BTDPA	Q1,705.16	Q1,710.31	Q1,705.16	Q5,120.62
BTDFPA	Q15,148.96	Q15,152.28	Q15,148.96	Q45,450.21
MTDP	Q7,552.24	Q7,551.06	Q7,552.24	Q22,655.54
MTDFP	Q408,967.46	Q408,969.29	Q408,967.46	Q1,226,904.21
AP	Q740,277.99	Q740,277.99	Q740,277.99	Q2,220,833.97
VSC	Q16,631.43	Q16,631.43	Q16,631.43	Q49,894.28
PeajeFT_MT P.Energia en Punta	Q139,218.10	Q139,218.82	Q139,218.10	Q417,655.02
TOTAL	Q6,155,467.80	Q6,155,489.89	Q6,155,467.80	Q18,466,425.49

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

Con base en la formulación contenida en el numeral 65 de la Resolución CNEE-110-2020, 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:	Q80,102,342.75	-	Q18,466,425.49	= Q61,635,917.26

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 65 de la Resolución CNEE-110-2020, 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 utilizado 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 sobre la proyección de ventas del trimestre, resultaría el Monto a Recuperar equivalente a $MR = -Q304,183.46$ sin embargo, las ventas reales regularmente 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:

$$SNA_n = \underbrace{APP_{n-1} + APE_{n-1} + APO_{n-1} + SNA_{n-1} - APENR_{n-1} - APPNR_{n-1}}_{\text{Monto a Recuperar}} - \underbrace{AT_{n-1} * \sum_{t=1}^{MarTNS} EF_{t,n-1}}_{\text{Monto Recuperado}}$$

CONCEPTO	MONTO
Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior	-Q304,183.46
Monto Recuperado por AT en el Trimestre Anterior	-Q323,294.33
SALDO NO AJUSTADO POR MONTO RECUPERADO	Q19,110.87

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, los resultados de la auditoría efectuada al ajuste anterior, que obra en el informe GTA-Informe-1026, adjunto al expediente GTA-21-60.

Con base en la resoluciones emitidas por el Ministerio de Energía y Minas, identificadas como MEM-RESOL-1216-2020 y MEM-RESOL-1214-2020, donde se declararon con lugar los recursos de revocatoria parcial interpuestos por la entidad Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima en contra de la resoluciones CNEE-97-2018 y CNEE-150-2018 respectivamente, ordenando a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica acreditar los montos debitados del cálculo a la Distribuidora en concepto de la penalizaciones a Renace, Sociedad Anónima; consecuentemente, se debe dar cumplimiento a lo resuelto por el Ministerio de Energía y Minas en el presente ajuste tarifario, por lo que se procede a la



devolución del monto referido dentro del Saldo No Ajustado de la siguiente manera:

Monto Devuelto en el Presente Ajuste Trimestral	Q	472,125.56
Monto a Devolver en próximos Ajustes Trimestrales	Q	1,888,498.23
Monto Total a Devolver de Acuerdo a MEM-RESOL-1216-2020	Q	2,832,747.35

Monto Devuelto en el Presente Ajuste Trimestral	Q	328,088.77
Monto a Devolver en próximos Ajustes Trimestrales	Q	1,312,035.07
Monto Total a Devolver de Acuerdo a MEM-RESOL-1214-2020	Q	1,968,052.60

El monto por el **Saldo No Ajustado** en el presente ajuste trimestral por disposición del artículo 87 de la Ley General de Electricidad es:

CONCEPTO	MONTO
Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior	-Q304,183.46
Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior incluyendo cargos a favor y/o en contra de la Distribuidora	Q3,527,518.75
SALDO NO AJUSTADO POR MONTO RECUPERADO	Q3,831,702.21

CONCEPTO	MONTO
SALDO NO AJUSTADO POR DIFERENCIAS EN CARGOS A FAVOR Y/O EN CONTRA DE LA DISTRIBUIDORA	Q3,831,702.21

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

TOTAL SALDO NO AJUSTADO	Q3,850,813.08
--------------------------------	----------------------

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

Con base en la definición y formulación contenida en el numeral 65 de la Resolución CNEE-110-2020, este concepto se define como la sumatoria de todos aquellos costos, que, no teniendo relación directa con el suministro de potencia y energía, y que 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



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

pagará mensualmente una Cuota por Administración y Operación para financiar el presupuesto anual del Administrador del Mercado Mayorista.

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. Ampliación del plazo de recuperación de saldos:

Con base al último párrafo del artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y lo establecido en el numeral I.IV de la resolución CNEE-54 -2021, dentro del Ajuste Trimestral se incluyó la devolución por la Ampliación del Período de Recuperación de los Saldos por un monto de Q 10,750,000.00, a favor de los Usuarios adicionando los intereses respectivos por Q188,125.00, resultando un total de Q10,938,125.00.

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 GTTA-NotaS2021-80, solicitó a la Distribuidora la aplicación de lo estipulado en el último párrafo del artículo 87 del RLGE, en el sentido de ampliar el periodo de recuperación de saldos, a lo cual Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A., mediante nota remitida GG-125-2021-04-23 manifestó su anuencia a lo solicitado por esta Comisión; siendo el monto cuyo periodo de recuperación se ampliara en un trimestre equivalente a Q6,870,000.00 perteneciente a la Distribuidora mismo que deberá ser devuelto en el próximo ajuste trimestral, adicionando los intereses a una tasa simple de 7% anual.

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

$$APO_n = \sum COR_n$$

CONCEPTO	MONTO
Cuotas AMM, EOR, CRIE	Q820,987.19
Ampliacion al Periodo de Recuperacion de Saldo -APRS-	-Q6,870,000.00
Dev olución de Ampliacion al Periodo de Recuperacion de Saldo -APRS-	-Q10,938,125.00
TOTAL APO	-Q16,987,137.81



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, los costos de compras a los contratos han sido trasladados al cálculo del ajuste como valores provisionales, dado el referido proceso de revisión y corrección en próximos ajustes si fuese necesario como resultado de dicha revisión.

Inclusión provisional de costos 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 emitió en diciembre 2017 la resolución CNEE-267-2017, con la cual se realizó la modificación y/o corrección del cálculo y aplicación del Saldo del Precio de la Potencia por parte del AMM (artículo 50bis del RAMM).
- Se están trasladando a tarifas los valores consignados por el AMM en el Informe de Transacciones Económicas, verificando la correcta aplicación de lo dispuesto en la Resolución CNEE-267-2017.

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-110-2020, Numerales "66. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía No Reconocidas" y "67. 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 no afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n	Q16,090,580.89	17.75%	Q13,247,821.87	16.54%
Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía y Potencia, relacionado a los Usuarios no afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n	Q13,216,069.52	14.59%	Q15,946,950.00	19.89%
Ajuste por Pérdidas de Energía y Potencia No Reconocidas, relacionado a los Usuarios no afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n	Q2,874,511.36	3.16%	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 65 de la Resolución CNEE-110-2020, 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-110-2020 de todas las variables indicadas, constituyendo esta expresión 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 mayo - julio 2021, el Ajuste Trimestral calculado fue el siguiente:

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



CONCEPTO	SIGLAS	MONTO
Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n	APPn	Q61,635,917.26
Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n	APEn	-Q51,656,970.86
Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n	APOn	-Q16,987,137.81
Saldo No Ajustado en trimestre n	SNAn	Q3,850,813.08
Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas en el trimestre n	APENRTNSn	-Q2,874,511.36
Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas en el trimestre n	APPNRTNSn	Q0.00
Monto a Recuperar en el trimestre n+1	MRn+1	-Q6,031,889.70
FACTURACIÓN DE ENERGÍA PREVISTA EN EL TRIMESTRE n+1		
	EPn+1	126,300,000
AJUSTE TRIMESTRAL EN EL TRIMESTRE n		
	ATn	-Q0.047758

B) Cálculo de la tasa de interés por mora

Según lo dispuesto en el numeral 13 de la Resolución CNEE-110-2020, "en caso de atraso en el pago por parte del Usuario a la Distribuidora, 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 se calculada como la tasa mensual equivalente al 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 el cálculo de la tasa de mora que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica calculó para que sea aplicada por la Distribuidora durante el trimestre mayo - julio 2021:

Mes	Tasa Anual	Tasa mensual promedio equivalente
ENERO	12.34%	0.97%
FEBRERO	12.32%	0.97%
MARZO	12.32%	0.97%
Tasa de Mora para el Trimestre		0.973383%

C) Cargos por potencia de la Tarifa BTS

Para el período del 1 de mayo al 31 de julio de 2021, los cargos por energía y potencia de las Tarifas BTS, BTSA, AP, APPN y VSC de DEORSA son los siguientes:

Tarifa BTS	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.134546	Q/kWh
Cargo por Potencia:	0.749937	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	1.884483	Q/kWh



Tarifa BTSA	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.133131	Q/kWh
Cargo por Potencia:	0.544775	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	1.677906	Q/kWh

Tarifa Alumbrado Público (AP)	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.132519	Q/kWh
Cargo por Potencia:	0.818996	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	1.951515	Q/kWh

Tarifa APPN	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.132519	Q/kWh
Cargo por Potencia:	0.818996	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	1.951515	Q/kWh

Tarifa VSC	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.133177	Q/kWh
Cargo por Potencia:	0.486788	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	1.619965	Q/kWh

D) Ajuste Anual:

Los Precios de Energía y Potencia a aplicar para el cálculo tarifario del período comprendido del 1 de mayo de 2021 al 30 de abril de 2022, son los siguientes:

Precio	Valores Ajustados	Unidades	Definición
PPST	56.889653	Q/kW	Precio Base de Potencia de Tarifa No Social
PEST _{BTS}	1.014452	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa BTS
PEST _{BTSA}	1.013237	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa BTS Autoprodutores
PEST _{AP}	1.012712	Q/kWh	Precio Base de la energía AP
PEST _{VSC}	1.013277	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Vigilancia, Señalización o Comunicaciones
PEST _{BIDP}	1.013178	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta
PEST _{BIDPA}	1.013588	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores
PEST _{BIDFP}	1.013617	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta
PEST _{BIDFPA}	1.013588	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutores



PEST _{MTDP}	1.013164	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta
PEST _{MIDPA}	1.013588	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta Autoproductores
PEST _{MTDFP}	1.013357	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda fuera de Punta
PEST _{MIDFPA}	1.013588	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda fuera de Punta Autoproductores
PEST _{PUNTA}	1.022936	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Punta
PEST _{INTERMEDIA}	1.01317	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Intermedia
PEST _{VALLE}	1.00756	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle
PEST _{VALLEO}	0.81338	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle adicional
PPOE _{VALLE}	0.42496	Q/kWh	Promedio del Precio de Oportunidad de la Energía en Banda Punta

E) Ajuste Semestral:

Con base a lo estipulado en los numerales 68 y 72 de la Resolución CNEE-110-2020, se procedió al cálculo del ajuste de cada uno de los cargos especificados en dichos numerales de la mencionada resolución, como se expone a continuación:

1. Ajuste Semestral de los Cargos por Distribución (CD):

De acuerdo a la formulación y especificaciones contenidas en el numeral 68 de la Resolución CNEE-110-2020, se procedió al cálculo del ajuste a los Cargos por Distribución para la Tarifa No Social de DEORSA:

1.1. Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión (CDBT):

El cálculo del ajuste a este cargo, es el siguiente:

CONCEPTO	VALOR
PD CD,BT	47.96797%
TC N	7.71498
TC 0	7.52213
FAA	1.00000001
PIPC CD,BT	0.52032027
IPC N	149.84
IPC 0	126.83
K CD,N	1.00
FACDBT	1.106696

1.2. Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión (CDMT):

El cálculo del ajuste a este cargo, es el siguiente:



CONCEPTO	VALOR
PD CD,MT	43.54599%
TC N	7.71498
TC 0	7.52213
FAA	1.00000001
PIPC CD,MT	0.56454006
IPC N	149.84
IPC 0	126.83
K CD,N	1.000000
Cuota	Q 3,159,996.21
CDMT	84.144407
Sumatoria Dmax m,MT	1,606,521.65
FACDMT	1.136962

2. Ajuste Semestral de los Cargos de Consumidor (CF)

De acuerdo a la formulación y especificaciones contenidas en el numeral 68 de la Resolución CNEE-110-2020, se procedió al cálculo del ajuste a los Cargos de Consumidor para la Tarifa No Social de DEORSA:

2.1. Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT:

El cálculo del ajuste a este cargo, es el siguiente:

CONCEPTO	VALOR
PD CF,BT	17.05749%
TC N	7.71498
TC 0	7.52213
FAA	1.00
PIPC CF,BT	82.94251%
IPC N	149.84
IPC 0	126.83
K CF,N	1.00
FACFBT	1.154851

2.2. Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios MT:

El cálculo del ajuste a este cargo, es el siguiente:



CONCEPTO	VALOR
PD CF,MT	17.05749%
TC N	7.71498
TC 0	7.52213
FAA	1.00
PIPC CF,MT	82.94251%
IPC N	149.84
IPC 0	126.83
K CF,N	1.00
FACFMT	1.154851

3. Ajuste a los Cargos por Conexión y Reconexión (CACYR)

CONCEPTO	VALOR
IPC N	149.84
IPC 0	126.83
FACACYRm	1.181424

CONCEPTO	VALOR
CACYRBTSS-BTSH-BTSA-BTSP_0	Q 272.76
CACYRBTDPA-BTDFP-BTDPA-BTDFPA-BTHD_0	Q 818.32
CACYRMTDP-MTDFP-MTDP A-MTDFPA-MTHD_0	Q 2,455.25



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA
4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

En la Ciudad de Guatemala, siendo las 11 horas con 46 minutos del día 29 de abril de dos mil veintiuno, en **Diagonal 6, 10-50 zona 10 Edificio Interamericas World Center, Torre Sur Nivel 14 Oficina 1401**, NOTIFIQUÉ la **Resolución CNEE-119-2021** de fecha **veintiséis de abril de dos mil veintiuno** dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima**, por medio de cédula de notificación que entrego a Elisa Mejía, quien de enterado SI () - NO () firma. DOY FE.

(f) Notificado

Doc: GJ-ProyResolDir-3766
Exp: GTTA-21-60

Carlos Soyos
(f) Notificador

REGULACIÓN Y TARIFAS
ENERGUATE ELISA MEJIA
Distribuidora de Electricidad de Occidente, S. A.
Distribuidora de Electricidad de Oriente, S. A.
Fecha: 29/4/21 Hora: 11:46



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Mensajero - Notificador