

RESOLUCIÓN CNEE-151-2025
Guatemala, 24 de abril de 2025
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, en el artículo 87, 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...". Para el efecto, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, emitió las tarifas base, valores máximos y fórmulas de ajuste; así como, las condiciones generales de aplicación tarifaria para todos los consumidores del Servicio de Distribución Final que atiende la distribuidora.

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 veinticinco al treinta de abril de dos mil veintiséis**, 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 Occidente, 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; 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 la distribuidora.

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 Occidente, 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, mismo que deberá ser devuelto en el próximo ajuste trimestral, adicionando los intereses correspondientes, a lo cual la Distribuidora manifestó su aceptación.

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.

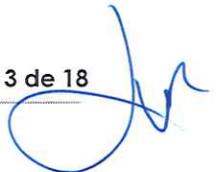
RESUELVE:

- I. Aprobar para **Distribuidora de Electricidad de Occidente, 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 Recuperar resultante es de Q 8,844,804.72, perteneciente a los Usuarios; mismo que la Distribuidora deberá devolver a través de aplicar, en la facturación del **1 de mayo de 2025 al 31 de julio de 2025**, el Ajuste Trimestral equivalente a -0.057696 Q/kWh, tomando como referencia una proyección de demanda de energía para los próximos tres meses de 153,300,000 kWh.
 - I.II. Los factores de ajuste semestral para la aplicación en la facturación del período comprendido del **1 de mayo de 2025 al 31 de octubre de 2025**, así: **A)** El Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión (FACDBT) es de 1.036931; **B)** El Factor de Ajuste del Cargo Distribución de Media Tensión (FACDMT) es de 1.063435; **C)** El Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT (FACFBT) es de 1.056424; **D)** El Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios MT (FACFMT) es de 1.056424; **E)** El Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión (FACACYRm) es de 1.063187.
 - I.III. Los Precios de Energía y Potencia para aplicar al cálculo tarifario del período comprendido del **1 de mayo al 2025 al 30 de abril de 2026**, son los siguientes:

Precio	Valores Ajustados	Unidades	Definición
PPST	57.367998	Q/kW	Precio Base de Potencia de Tarifa No Social
PEST _{BTS}	1.157121	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión Simple
PEST _{BTSA}	1.153768	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión Autoprodutores
PEST _{AP-APPN}	1.145649	Q/kWh	Precio Base de la Energía Alumbrado Público y Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno
PEST _{VSC}	1.152595	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Vigilancia, Señalización o Comunicaciones
PEST _{BTDP}	1.152814	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta
PEST _{BTDPA}	1.152246	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores
PEST _{BTDFP}	1.154927	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta
PEST _{BTDFPA}	1.152246	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutores
PEST _{MTDP}	1.155679	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta
PEST _{MTDPA}	1.152217	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores
PEST _{MTDFP}	1.154849	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda fuera de Punta
PEST _{MTDFPA}	1.152217	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda fuera de Punta Autoprodutores
PEST _{PUNTA}	1.18785	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Punta
PEST _{INTERMEDIA}	1.156242	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Intermedia
PEST _{VALLE}	1.124728	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle
PEST _{VALLEg}	1.03052	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle adicional
PPOE _{VALLE}	0.84209	Q/kWh	Promedio del Precio de Oportunidad de la Energía en Banda Valle

I.IV. Los cargos tarifarios vigentes durante el período de facturación del **1 de mayo de 2025 al 31 de julio de 2025**, son los siguientes:

Baja Tensión Simple - BTS -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	22.852333
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	2.213441
Baja Tensión Simple Autoprodutores - BTSA -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	22.852333
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	1.968900
Baja Tensión Simple Horaria - BTSH -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	22.852333
Cargo Unitario por Energía de Punta (Q/kWh)	2.359238
Cargo Unitario por Energía Intermedia (Q/kWh)	2.234796
Cargo Unitario por Energía en Valle (Q/kWh)	1.998005
Cargo Único por Energía de Valle adicional (Q/kWh)	1.885685
Baja Tensión con Demanda en Punta - BTDP -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1027.533397
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.316807
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	41.943863
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	89.980674
Baja Tensión con Demanda fuera de Punta - BTDFP -	



Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1027.533397
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.319327
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	24.381197
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	82.751150
Baja Tensión Horaria con Demanda - BTHD -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1027.533397
Cargo por Energía de Punta (Q/kWh)	1.358581
Cargo por Energía Intermedia (Q/kWh)	1.320895
Cargo por Energía en Valle (Q/kWh)	1.283320
Cargo por Energía en Valle Adicional (Q/kWh)	1.171000
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	50.082225
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	134.200192
Baja Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores - BTDPA -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1027.533397
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.316130
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	57.351290
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	88.207672
Baja Tensión con Demanda fuera de Punta Autoprodutores - BTDFFPA -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1027.533397
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.316130
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	41.423489
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	82.034962
Media Tensión con Demanda en Punta - MTDPA -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	4374.136252
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.162035
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	42.596082
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	67.007089
Media Tensión con Demanda fuera de Punta - MTDFFPA -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	4374.136252
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.161159
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	35.209291
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	58.801006
Media Tensión Horaria con Demanda - MTHD -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	4374.136252
Cargo por Energía de Punta (Q/kWh)	1.195989
Cargo por Energía Intermedia (Q/kWh)	1.162629
Cargo por Energía en Valle (Q/kWh)	1.129369
Cargo por Energía en Valle Adicional (Q/kWh)	1.029943
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	48.414357
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	56.698306
Media Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores - MTDPA -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	4374.136252
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.158381
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	42.370755
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	66.811849
Media Tensión con Demanda fuera de Punta Autoprodutores - MTDFFPA -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	4374.136252
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.158381
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	35.750623
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	57.195548
Alumbrado Público - AP -	
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	2.327985
Tarifa Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno - APPN -	
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	2.327985



Tarifa Vigilancia, Seguridad o Comunicaciones - VSC -	
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	1.844024
Peaje en Función de Transportista Baja Tensión - PeajeFT_BT -	
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (Q/kWh)	0.217332
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (Q/kWh)	0.211254
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (Q/kWh)	0.205193
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW)	167.901758
Peaje en Función de Transportista Media Tensión - PajeFT_MT -	
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (Q/kWh)	0.062637
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (Q/kWh)	0.060885
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (Q/kWh)	0.059139
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW)	67.901200

Nota 1: la desagregación de la Tarifa BTS de DEOCSA para el período del **1 de mayo de 2025 al 31 de julio de 2025** es la siguiente: Cargo por Potencia: **0.891498** Q/kWh y Cargo por Energía: **1.321943** Q/kWh.

Nota 2: Para la aplicación de la resolución CNEE-227-2014, la desagregación de la Tarifa BTS de DEOCSA para el período del **1 de mayo de 2025 al 31 de julio de 2025** es la siguiente: Cargo por Generación y Transporte: **1.447051** Q/kWh y Cargos por Distribución: **0.521849** Q/kWh.

- I.V. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el semestre comprendido del **1 de mayo de 2025 al 31 de octubre de 2025**, son los siguientes: **A) CACYRBTS_m** = 277.00 Quetzales, **B) CACYRBTD-BTH_m** = 831.03 Quetzales, y **C) CACYRMTD-MTH_m** = 2,493.40 Quetzales.
- I.VI. La tasa de interés mensual en concepto de cargo por mora de **1.007777%** mensual, para el período de facturación comprendido del **1 de mayo de 2025 al 31 de julio de 2025**.
- I.VII. Que **Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima**, para el presente ajuste trimestral, ampliará el período de recuperación de saldos por un monto equivalente a ciento veintisiete millones cuatrocientos mil quetzales (Q. 127,400,000.00) perteneciente a los Usuarios, mismo que deberá ser devuelto en el próximo ajuste trimestral, adicionando intereses correspondientes.
- 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 determinan 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. -

Ingeniero Luis Romeo Ortiz Peláez
Presidente

Ingeniera Claudia Marcela Peláez Petz
Directora



Licenciado Jorge Guillermo Aráuz Aguilar
Director

Jorge Miguel Retolaza Alvarado
Secretario General



Jorge Miguel Retolaza Alvarado
Secretario General

ANEXO RESOLUCIÓN CNEE-151-2025

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 II.IV.29 ". Ajuste Trimestral", de la Resolución CNEE-263-2024, Pliego Tarifario aprobado para ser aplicado por **Distribuidora de Electricidad de Occidente, 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 del **1 de mayo de 2025 al 31 de julio de 2025**.

1. Costos de energía:

Para el trimestre **enero - marzo 2025**, 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 II.IV.29 de la Resolución CNEE-263-2024:

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

GENERADOR / CONCEPTO	ene-25	feb-25	mar-25	TOTAL
AGROCOMERCIALIZADORA DEL POLOCHIC (Escritura Pública 6)	Q503,741.61	Q161,754.83	Q177,497.13	Q842,993.57
BIOMASS ENERGY (Escritura Pública 9)	Q124,578.43	Q112,008.33	Q122,909.20	Q359,495.96
ENERGÍA LIMPIA DE GUATEMALA - XACBAL DELTA (Escritura Pública No. 21)	Q1,031,825.88	Q691,237.52	Q628,764.98	Q2,351,828.37
ENERGIAS DEL OCOSITO (ESCRITURA PUBLICA 15)	Q157,178.18	Q128,651.22	Q145,805.26	Q431,634.66
ENERGIAS DEL OCOSITO (Escritura Pública 5)	Q495,800.54	Q0.00	Q328,728.53	Q824,529.07
GENERADORA NACIONAL (Escritura Pública 15) EL TAMARINDO	Q839,612.32	Q0.00	Q566,676.36	Q1,406,288.68
GENERADORA NACIONAL (Escritura Pública 15) OXEC	Q0.00	Q0.00	Q353,611.62	Q353,611.62
HIDROELECTRICA EL COBANO (Escritura Pública 14)	Q227,013.07	Q175,210.80	Q190,590.04	Q592,813.91
HIDROSACPUR (ESCRITURA PUBLICA 7) EL CAFETAL	Q202,778.84	Q182,318.23	Q169,819.90	Q554,916.98
HIDROXACBAL (Escritura Pública 14)	Q1,517,986.38	Q1,023,614.92	Q1,123,235.16	Q3,664,836.46
INDE (Escritura Pública 16) AGUACAPA	Q1,151,164.94	Q1,035,011.13	Q1,135,740.48	Q3,321,916.56
INVERSIONES AGRICOLAS DIVERSIFICADAS (Escritura Pública No. 06)	Q70,906.01	Q48,751.16	Q37,035.50	Q156,692.68
INVERSIONES PASABIEN S.A. (Escritura Pública 7)	Q1,161,940.88	Q0.00	Q429,270.01	Q1,591,210.89
OXEC II - GENERADORA NACIONAL (Escritura Pública 18)	Q1,602,136.60	Q0.00	Q940,071.53	Q2,542,208.12
OXEC II - GENERADORA NACIONAL (Escritura Pública 3) SAN MATEO	Q1,096,229.04	Q0.00	Q754,969.52	Q1,851,198.55
RENACE (RENACE II FASE 2) (Escritura Pública 9)	Q0.00	Q0.00	Q503,175.64	Q503,175.64
RENACE S.A (RENACE I) (Escritura Pública 7)	Q815,369.92	Q333,226.45	Q365,656.72	Q1,514,253.09
RENACE S.A (RENACE II FASE I) (Escritura Pública 7)	Q2,323,837.83	Q1,552,902.73	Q929,473.26	Q4,806,213.82
AGUILAR, ARIMANY S.A. (Escritura Pública 3)	Q166,656.99	Q0.00	Q0.00	Q166,656.99
CAUDALES RENOVABLES, S.A.	Q1,073,802.33	Q0.00	Q732,945.62	Q1,806,747.95
GENERADORA DE ENERGIA EL PRADO S.A. (Escritura Pública 11)	Q14,253.40	Q0.00	Q0.00	Q14,253.40
GENERADORA NACIONAL S.A. (Escritura Pública 7)	Q892,071.85	Q0.00	Q448,929.93	Q1,341,001.78
HIDROELECTRICA MAXANAL (ESCRITURA PUBLICA 2)	Q301,673.61	Q0.00	Q254,740.22	Q556,413.83
HIDROELECTRICA SAMUC S.A I (Escritura Pública 9)	Q416,584.71	Q0.00	Q264,721.50	Q681,306.21
HIDROELECTRICA SAMUC S.A II (Escritura Pública 10)	Q546,154.32	Q0.00	Q0.00	Q546,154.32
SIBO (Escritura Pública 27)	Q772,515.06	Q802,864.59	Q896,017.17	Q2,471,396.82
BIOMASS ENERGY (Escritura Pública 19)	Q71,942.42	Q36,460.92	Q38,601.22	Q147,004.56
CINCO M (Escritura Pública 19) CINCO M	Q49,110.24	Q41,427.35	Q45,264.42	Q135,802.02
ENERGIA DEL CARIBE (Escritura Pública 17)	Q3,964,178.80	Q6,235,494.10	Q10,076,499.62	Q20,276,172.52
GRUPO GENERADOR DE ORIENTE (Escritura Pública 24)	Q124,035.79	Q98,750.59	Q482,101.50	Q704,887.88
MAGDALENA (Escritura Pública No.23)	Q232,887.09	Q0.00	Q0.00	Q232,887.09
SERVICIOS CM (Escritura Pública 32)	Q592,347.26	Q1,052,772.57	Q0.00	Q1,645,119.83
ORAZUL ENERGY (Escritura Pública No. 8)	Q1,395,521.86	Q770,069.85	Q4,330,820.64	Q6,496,412.36

GENERADOR / CONCEPTO	ene-25	feb-25	mar-25	TOTAL
PUNTA DEL CIELO (Escritura Publica No.6)	Q293,593.97	Q0.00	Q128,061.89	Q421,655.86
JAGUAR ENERGY (Escritura Publica No. 14)	Q0.00	Q8,414,352.68	Q7,312,134.63	Q15,726,487.31
RESULTADO EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD	Q9,777,628.83	Q9,713,289.84	Q9,249,777.10	Q28,740,695.77
EXCEDENTE DE PRECIOS NODALES	-Q867,769.12	-Q948,529.57	-Q1,255,187.28	-Q3,071,485.98
RESULTADO POR GENERACIÓN FORZADA	Q1,479,949.32	Q832,552.82	Q1,013,909.29	Q3,326,411.43
CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS RRO / RRA	Q2,207,192.23	Q1,718,092.65	Q1,796,455.02	Q5,721,739.90
CARGO POR CONTRATOS DE LICITACIONES ABIERTAS Art.50 Bis RAMM	-Q674,385.27	-Q5,257.42	-Q7,057.60	-Q686,700.29
AJUSTES INFORMES ANTERIORES	Q21.98	Q0.00	Q2,352.32	Q2,374.30
TRANSACCIONES MERCADO REGIONAL	Q284,795.49	Q279,665.93	Q5,163,238.60	Q5,727,700.02
TOTAL DE COSTOS DE ENERGÍA EN EL TRIMESTRE	Q36,436,863.64	Q34,486,694.22	Q49,877,356.66	Q120,800,914.52

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 2025**, 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 **II.IV.29** de la Resolución CNEE-263-2024:

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

TARIFA	feb-25	mar-25	abr-25	TOTAL
BTS	Q45,440,492.19	Q44,857,052.67	Q43,955,265.45	Q134,252,810.30
BTSA	Q724,984.91	Q706,811.43	Q750,976.25	Q2,182,772.59
BTDP	Q3,876,731.80	Q3,938,417.42	Q4,063,645.63	Q11,878,794.86
BTDFP	Q14,015,461.24	Q14,317,761.15	Q13,811,226.64	Q42,144,449.03
BTDPA	Q74,258.50	Q73,928.56	Q91,686.20	Q239,873.25
BTDFPA	Q441,389.61	Q445,064.31	Q460,931.68	Q1,347,385.60
MTDP	Q369,448.93	Q409,103.12	Q407,746.16	Q1,186,298.22
MTDFP	Q3,670,776.51	Q4,031,268.95	Q3,644,281.86	Q11,346,327.31
MTDPA	Q12,770.14	Q14,898.50	Q10,641.79	Q38,310.43
MTDFPA	Q221,447.64	Q213,764.88	Q239,102.06	Q674,314.58
AP	Q7,456,998.89	Q6,841,659.88	Q7,155,561.51	Q21,454,220.28
VSC	Q241,947.77	Q218,372.99	Q241,947.77	Q702,268.53
PecjeFT_MT P.Energía en Punta	Q1,473,255.76	Q1,412,876.14	Q1,486,647.27	Q4,372,779.17
TOTAL	Q78,019,963.89	Q77,480,980.00	Q76,319,660.25	Q231,820,604.15

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

Con base en la formulación contenida en el numeral **II.IV.29** de la Resolución CNEE-263-2024, 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:

<p>FÓRMULA: $APE_n = CCER_n - \sum_{i=1}^3 (EF_{i+1} \cdot PTE_{i+1} \cdot PFE_{i+1})$</p>					
CONCEPTO:	COSTOS	-	INGRESOS	=	APEn
CÁLCULO:	Q120,800,914.52	-	Q231,820,604.15	=	-Q111,019,689.63

4. Costos de potencia:

Para el trimestre **enero - marzo 2025**, 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 **II.IV.29** de la Resolución CNEE-263-2024:

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

GENERADOR / CONCEPTO	ene-25	feb-25	mar-25	TOTAL
AGROCOMERCIALIZADORA DEL POLOCHIC (Escritura Pública 6)	Q753,751.47	Q750,307.52	Q743,651.95	Q2,247,710.94
BIOMASS ENERGY (Escritura Pública 9)	Q2,792,138.31	Q2,779,380.82	Q2,754,726.45	Q8,326,245.58
ENERGÍA LIMPIA DE GUATEMALA - XACBAL DELTA (Escritura Pública No. 21)	Q3,069,683.71	Q3,055,658.10	Q3,028,553.02	Q9,153,894.83
ENERGIAS DEL OCOSITO (ESCRITURA PUBLICA 15)	Q59,550.96	Q59,278.87	Q58,753.04	Q177,582.86
ENERGIAS DEL OCOSITO (Escritura Pública 5)	Q223,812.65	Q0.00	Q220,813.78	Q444,626.44
GENERADORA NACIONAL (Escritura Pública 15) EL TAMARINDO	Q318,511.74	Q0.00	Q314,244.00	Q632,755.74
GENERADORA NACIONAL (Escritura Pública 15) OXEC	Q0.00	Q0.00	Q130,935.00	Q130,935.00
HIDROELECTRICA EL COBANO (Escritura Pública 14)	Q165,923.74	Q165,165.62	Q163,700.53	Q494,789.89
HIDROSACPUR (ESCRITURA PUBLICA 7) EL CAFETAL	Q308,312.20	Q306,903.50	Q304,181.13	Q919,396.84
HIDROXACBAL (Escritura Pública 14)	Q796,279.34	Q792,641.08	Q785,610.00	Q2,374,530.43
INDE (Escritura Pública 16) (AGUACAPA)	Q883,512.19	Q879,475.36	Q871,674.01	Q2,634,661.57
INVERSIONES AGRICOLAS DIVERSIFICADAS (Escritura Pública No. 06)	Q1,595,620.94	Q1,588,330.42	Q1,574,241.21	Q4,758,192.57
INVERSIONES PASABIEN S.A. (Escritura Pública 7)	Q233,575.27	Q0.00	Q230,445.60	Q464,020.87
OXEC II - GENERADORA NACIONAL (Escritura Pública 18)	Q252,518.97	Q0.00	Q249,135.47	Q501,654.44
OXEC II - GENERADORA NACIONAL (Escritura Pública 3) SAN MATEO	Q450,166.83	Q0.00	Q444,135.05	Q894,301.88
RENACE (RENACE II FASE 2) (Escritura Pública 9)	Q0.00	Q0.00	Q1,709,469.70	Q1,709,469.70
RENACE (RENACE IV) (Escritura Pública 29)	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
RENACE S.A (RENACE I) (Escritura Pública 7)	Q427,253.08	Q425,300.93	Q421,528.31	Q1,274,082.31
RENACE S.A (RENACE II FASE I) (Escritura Pública 7)	Q3,768,507.41	Q3,751,288.82	Q3,718,013.18	Q11,237,809.41
BIOMASS ENERGY (Escritura Pública 19)	Q441,057.34	Q439,042.12	Q435,147.61	Q1,315,247.07
CINCO M (Escritura Pública 19) CINCO M	Q478,006.19	Q475,822.15	Q471,601.39	Q1,425,429.72
ENERGIA DEL CARIBE (Escritura Pública 17)	Q7,765,183.75	Q7,729,704.04	Q7,661,138.04	Q23,156,025.84
GRUPO GENERADOR DE ORIENTE (Escritura Pública 24)	Q397,191.29	Q395,376.50	Q391,638.19	Q1,184,205.99
MAGDALENA (Escritura Pública No.23)	Q302,564.14	Q0.00	Q0.00	Q302,564.14
SERVICIOS CM (Escritura Pública 32)	Q877,670.90	Q873,660.76	Q0.00	Q1,751,331.66
ORAZUL ENERGY (Escritura Pública No. 8)	Q5,477,924.72	Q5,452,895.67	Q5,404,526.00	Q16,335,346.39
JAGUAR ENERGY (Escritura Pública No. 14)	Q0.00	Q9,590,668.05	Q5,066,606.24	Q14,657,274.28
CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS RRO / RRA	Q578,966.94	Q549,198.78	Q493,017.37	Q1,621,183.08
RESULTADOS DESVÍOS DE POTENCIA	Q345,544.62	Q383,166.33	Q534,147.05	Q1,262,858.00
PEAJE SISTEMA PRINCIPAL TRANSMISIÓN	Q5,287,893.03	Q5,174,313.91	Q5,176,820.68	Q15,639,027.61
PEAJE SISTEMA SECUNDARIO DE SUBTRANSMISION	Q3,112,083.17	Q3,022,282.15	Q2,947,526.39	Q9,081,891.71
Ajuste	-Q2,537,368.61	-Q6,376,345.41	-Q7,917,952.01	-Q16,831,666.03
TOTAL DE COSTOS DE POTENCIA EN EL TRIMESTRE	Q38,625,836.32	Q42,263,516.07	Q38,388,028.33	Q119,277,380.73

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 2025**, 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 **II.IV.29** de la Resolución CNEE-263-2024:

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



TARIFA	feb-25	mar-25	abr-25	TOTAL
BTS	Q5,861,887.16	Q5,786,622.64	Q5,670,290.83	Q17,318,800.63
BTSA	Q69,025.15	Q67,294.87	Q71,499.77	Q207,819.79
BDTP	Q259,649.25	Q266,377.93	Q261,350.56	Q787,377.74
BTDFP	Q963,889.64	Q978,029.32	Q942,830.41	Q2,884,749.38
BDTPA	Q24,728.85	Q23,279.25	Q28,571.92	Q76,580.03
BTDFPA	Q94,588.20	Q95,839.81	Q86,857.83	Q277,285.84
MTDP	Q35,138.11	Q34,251.73	Q34,075.82	Q103,465.66
MTDFP	Q339,448.14	Q361,503.00	Q327,302.49	Q1,028,253.63
MTDPA	Q2,916.26	Q3,152.13	Q3,602.44	Q9,670.83
MTDFPA	Q52,541.37	Q54,544.93	Q57,836.58	Q164,922.88
AP	Q1,125,118.48	Q1,032,275.60	Q1,079,637.35	Q3,237,031.43
VSC	Q18,627.78	Q16,812.74	Q18,627.78	Q54,068.30
PeajeFT_MT P.Energia en Punta	Q205,299.76	Q209,083.02	Q207,811.00	Q622,193.78
TOTAL	Q9,052,858.17	Q8,929,066.98	Q8,790,294.78	Q26,772,219.92

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

Con base en la formulación contenida en el numeral II.IV.29 de la Resolución CNEE-263-2024, 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:

$$\text{FÓRMULA: } APP_n = CCPR_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{nTarD} (DF_{i,j+1} \cdot PTP_{i,j+1} \cdot PFP_{i,j+1}) - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{nTarESTNS} (EF_{i,j+1} \cdot PTP_{i,j+1} \cdot PFP_{i,j+1})$$

CONCEPTO:	COSTOS	-	INGRESOS	=	APPn
CÁLCULO:	Q119,277,380.73	-	Q26,772,219.92	=	Q92,505,160.81

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 II.IV.29 de la Resolución CNEE-263-2024, 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 - Q 9,009,402.88, 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:



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

CONCEPTO	MONTO
Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior	-Q9,009,402.88
Monto Recuperado por AT en el Trimestre Anterior	-Q9,944,587.14
SALDO NO AJUSTADO POR MONTO RECUPERADO	Q935,184.26

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-InfAudiSNA-34** adjunto al expediente correspondiente.

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	-Q9,009,402.88
Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior incluyendo cargos a favor y/o en contra de la Distribuidora	-Q15,379,611.99
SALDO NO AJUSTADO POR MONTO RECUPERADO	-Q6,370,209.11

CONCEPTO	MONTO
SALDO NO AJUSTADO POR DIFERENCIAS EN CARGOS A FAVOR Y/O EN CONTRA DE LA DISTRIBUIDORA	-Q6,370,209.11

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

TOTAL, SALDO NO AJUSTADO	-Q5,435,024.85
---------------------------------	-----------------------

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

Con base en la definición y formulación contenida en el numeral **II.IV.29** de la Resolución CNEE-263-2024, 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 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:

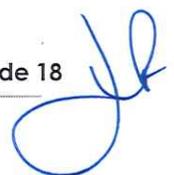
Con base al último párrafo del artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y lo establecido en el numeral I.IV de la resolución **CNEE-65-2025**, dentro del Ajuste Trimestral se incluyó la devolución por la Ampliación del Período de Recuperación de los Saldos por un monto de **Q 105,495,000.00**, perteneciente los Usuarios, adicionando los intereses respectivos por **Q 1,846,162.50**, resultando un total de **Q 107,341,162.50**.

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-NotaS2025-31**, 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 a lo cual **Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A.**, mediante nota remitida **RT-066-2025-04-23** manifestó su anuencia a lo solicitado por esta Comisión; siendo el monto cuyo periodo de recuperación se ampliará en un trimestre equivalente a **Q 127,400,000.00** 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 **RT-50-2025** remitida por **Distribuidora de Electricidad de Occidente**.

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	Q1,187,380.81
Costas legales Arbitraje DEOCSA – HidroXacbal (MEM-RESOL-416-2024)	Q203,353.41
Ampliación al Periodo de Recuperación de Saldo -APRS-	Q127,400,000.00
Devolución de Ampliación al Periodo de Recuperación de Saldo -APRS-	-Q107,341,162.50
TOTAL, AJUSTES POR OTROS	Q21,449,571.72



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 –:

- La 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.

Traslado costas legales Arbitraje DEOCSA – HidroXacbal

Se trasladaron en el presente ajuste trimestral en el apartado Ajuste por Otros un monto a favor de la Distribuidora asociados a costas legales derivado del arbitraje entre la Distribuidora y HidroXacbal los cuales ascienden a Q 203,353.41, el monto referido es trasladado debido a la emisión de la resolución MEM-RESOL-416-2024 por parte del Ministerio de Energía y Minas y lo establecido en el GJ-MEMO-39000 que da respaldo legal al traslado.

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-263-2024, Numerales "II.IV.30. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía No Reconocidas" y "II.IV.31. 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:

$$APENR^{TNS}_n = MPRE^{TNS}_n - MPAE^{TNS}_n$$

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	Q25,747,197.36	21.31%	Q12,898,200.86	10.81%
Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía y Potencia, relacionado a los Usuarios no afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n	Q19,402,374.60	16.13%	Q28,623,410.18	24.00%
Ajuste por Pérdidas de Energía y Potencia No Reconocidas, relacionado a los Usuarios no afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n	Q6,344,822.76	5.18%	Q-	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 II.IV.29 de la Resolución CNEE-263-2024, 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-263-2024 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 del **1 de mayo de 2025 al 31 de julio de 2025**, 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	Q92,505,160.81
Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n	APEn	-Q111,019,689.63
Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n	APOn	Q21,449,571.72
Saldo No Ajustado en trimestre n	SNAn	-Q5,435,024.85
Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas en el trimestre n	APENRTNSn	-Q6,344,822.76
Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas en el trimestre n	APPNRTNSn	Q0.00
Monto a Recuperar en el trimestre n+1	MRn+1	-Q8,844,804.72
FACTURACIÓN DE ENERGÍA PREVISTA EN EL TRIMESTRE n+1	EPn+1	153,300,000
AJUSTE TRIMESTRAL EN EL TRIMESTRE n	ATn	-Q0.057696



B) Cálculo de la tasa de interés por mora

Según lo dispuesto en el numeral II.II.13 de la Resolución CNEE-263-2024, "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 del 1 de mayo de 2025 al 31 de julio de 2025:

Mes	Tasa Anual	Tasa mensual promedio equivalente
Octubre	12.74%	1.00429%
Noviembre	12.81%	1.00952%
Diciembre	12.81%	1.00952%
Tasa de Mora para el Trimestre		1.007777%

C) Cargos por potencia de la Tarifa BTS

Para el período del 1 de mayo de 2025 al 31 de julio de 2025, los cargos por energía y potencia de las Tarifas BTS, BTSA, BTLAP, APPN y VSC de DEOCSA son los siguientes:

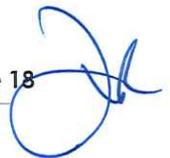
Tarifa BTS	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.321943	Q/kWh
Cargo por Potencia:	0.891498	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	2.213441	Q/kWh

Tarifa BTSA	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.317945	Q/kWh
Cargo por Potencia:	0.650955	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	1.968900	Q/kWh

Tarifa AP	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.308265	Q/kWh
Cargo por Potencia:	1.019720	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	2.327985	Q/kWh

Tarifa APPN	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.308265	Q/kWh
Cargo por Potencia:	1.019720	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	2.327985	Q/kWh

Tarifa VSC	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.316546	Q/kWh
Cargo por Potencia:	0.527478	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	1.844024	Q/kWh



D) Ajuste Anual

Los Precios de Energía y Potencia para aplicar al cálculo tarifario del período comprendido del **1 de mayo al 2025 al 30 de abril de 2026**, son los siguientes:

Precio	Valores Ajustados	Unidades	Definición
PPST	57.367998	Q/kW	Precio Base de Potencia de Tarifa No Social
PEST _{BTS}	1.157121	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión Simple
PEST _{BTSA}	1.153768	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión Autoprodutores
PEST _{AP-APPN}	1.145649	Q/kWh	Precio Base de la Energía Alumbrado Público y Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno
PEST _{VSC}	1.152595	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Vigilancia, Señalización o Comunicaciones
PEST _{BTDP}	1.152814	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta
PEST _{BTDPA}	1.152246	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores
PEST _{BTDFP}	1.154927	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta
PEST _{BTDFPA}	1.152246	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutores
PEST _{MTDP}	1.155679	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta
PEST _{MTDPA}	1.152217	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores
PEST _{MTDFP}	1.154849	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda fuera de Punta
PEST _{MTDFPA}	1.152217	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda fuera de Punta Autoprodutores
PEST _{PUNTA}	1.18785	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Punta
PEST _{INTERMEDIA}	1.156242	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Intermedia
PEST _{VALLE}	1.124728	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle
PEST _{VALLEa}	1.03052	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle adicional
PPOE _{VALLE}	0.84209	Q/kWh	Promedio del Precio de Oportunidad de la Energía en Banda Valle

E) Ajuste Semestral

Con base a lo estipulado en los numerales III.IV.32 y III. IV.33 de la Resolución CNEE-263-2024, 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):

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	62.169724%
TC N	Q 7.711650
TC 0	Q 7.852220
PPI:EPDN	265.301
PPI:EPDO	255.20
FAA	1.00
PIPC CD, BT	37.830276%
IPC N	177.92
IPC 0	167.35
K CD, N	1.00
CDBT	161.06
Dmax baseBT	327,395.90
Σ CPIBTp	Q -
FACDBT	1.036931

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	52.0227%
TC N	Q 7.711650
TC 0	Q 7.852220
FAA	1.00
PPI:EPDN	265.301
PPI:EPDO	255.20
PIPC CD, MT	47.9773%
IPC N	177.92
IPC 0	167.35
K CD, N	1.00
Cuota	Q 5,312,424.76
CDMT	96.545749
Sumatoria Dmax, MT	2,476,555.09
Dmax baseMT	405,088.05
Σ CPIMTp	Q -
CAS	Q -
FACDMT	1.063435

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

De acuerdo a la formulación y especificaciones contenidas en el numeral III.IV.32 de la Resolución CNEE-263-2024, se procedió al cálculo del ajuste a los Cargos de Consumidor para la Tarifa Social de DEOCSA:

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	16.013873%
TC N	Q 7.711650
TC 0	Q 7.852220
PPI:EPDN	265.301
PPI:EPDO	255.20
FAA	1.00
PIPC CF, BT	83.9861%
IPC N	177.92
IPC 0	167.35
K CF, N	1.00
CFBTo	21.63
UsuBT	1,539,537
Σ CPICFBTp	Q0.00

FACFBT	1.056424
---------------	-----------------

Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios MT:

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

CONCEPTO	VALOR
PD CF, BT	16.013873%
TC N	Q 7.711650
TC 0	Q 7.852220
PPI:EPDN	265.301
PPI:EPDO	255.20
FAA	1.00
PIPC CF, BT	83.9861%
IPC N	177.92
IPC 0	167.35
K CF, N	1.00
CFMTo	4,140.51
UsUMT	117
Σ CPICFMTp	Q0.00

FACFMT	1.056424
---------------	-----------------

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

CONCEPTO	VALOR
IPC N	177.92
IPC 0	167.35

FACACYRm	1.063187
-----------------	-----------------

CONCEPTO	VALOR
CACYRBTS-BTSH-BTSA_m	Q277.00
CACYRBDT-BTDP-BTDFP-BTDA-BTHD_m	Q831.03
CACYRMTDP-MTDFP-MTDA_m	Q2,493.40



CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 09 horas con 27 minutos del día 29 de abril de 2025, en **Diagonal 6, 10-50 zona 10 Edificio Interamericas World Center Torre Sur Nivel 14 Oficina 1401, ciudad de Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución **CNEE-151-2025** de fecha **24 de abril de 2025**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE OCCIDENTE, SOCIEDAD ANÓNIMA -DEOCSA-**, por medio de cédula de notificación que entrego a Elisa Mejía, quien de enterado:

SI (___) – NO (x) firma. DOY FE.

f. _____

Notificado

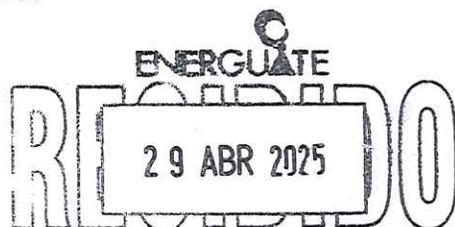
f. Soyos

Notificador

Res. GJ-ProyResolDir-4983

Exp. GTTA-25-66

WV



DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE OCCIDENTE, S.A.
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE ORIENTE, S.A.

Elisa Mejía E. H.

CNEE
Carlos Soyos
Mensajero Notificador