

RESOLUCIÓN CNEE-260-2025
Guatemala, 25 de julio 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, 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 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...". 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 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**.

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, 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 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 Recuperar resultante es de Q. 26,619,892.84, a favor de los Usuarios; mismo que la Distribuidora deberá devolver a través de aplicar, en la facturación del **1 de agosto de 2025 al 31 de octubre de 2025**, el Ajuste Trimestral equivalente a -0.156772 Q/kWh, tomando como referencia una proyección de demanda de energía para los próximos tres meses de 169,800,000 kWh.
 - I.II. Los cargos tarifarios vigentes durante el período de facturación del **1 de agosto de 2025 al 31 de octubre 2025** son los siguientes:

Baja Tensión Simple - BTS -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	23.841950
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	2.094803
Baja Tensión Simple Autoprodutores - BTSA -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	23.841950
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	2.102980
Baja Tensión Simple Horaria - BTSH -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	23.841950
Cargo Unitario por Energía de Punta (Q/kWh)	2.241878
Cargo Unitario por Energía Intermedia (Q/kWh)	2.117184
Cargo Unitario por Energía en Valle (Q/kWh)	1.914101
Cargo Único por Energía de Valle adicional (Q/kWh)	1.780130
Baja Tensión con Demanda en Punta - BTDP -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1071.978737
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.258961
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	50.763600
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	103.516882
Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta - BTDFP -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1071.978737

Cargo por Energía (Q/kWh)	1.260261
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	28.950310
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	87.617807
Baja Tensión Horaria con Demanda - BTHD -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1071.978737
Cargo por Energía de Punta (Q/kWh)	1.285344
Cargo por Energía Intermedia (Q/kWh)	1.259561
Cargo por Energía en Valle (Q/kWh)	1.242875
Cargo por Energía en Valle Adicional (Q/kWh)	1.108904
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	55.044867
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	134.395923
Baja Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores - BTDPA -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1071.978737
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.259986
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	53.362787
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	94.844337
Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutores - BTDFPA -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1071.978737
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.259986
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	29.368095
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	87.862681
Media Tensión con Demanda en Punta - MTDP -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	4315.363785
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.097511
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	33.738590
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	80.422828
Media Tensión con Demanda Fuera de Punta - MTDFP -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	4315.363785
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.098354
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	43.729545
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	68.469368
Media Tensión Horaria con Demanda - MTHD -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	4315.363785
Cargo por Energía de Punta (Q/kWh)	1.120885
Cargo por Energía Intermedia (Q/kWh)	1.098042
Cargo por Energía en Valle (Q/kWh)	1.083260
Cargo por Energía en Valle Adicional (Q/kWh)	0.964566
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	41.178429
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	118.268866
Media Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores - MTDPA -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	4315.363785
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.098419

Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	39.037762
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	76.945648
Media Tensión con Demanda Autoprodutores - MTDFA -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	4315.363785
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.098419
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	38.051527
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	75.619540
Alumbrado Público - AP -	
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	2.327549
Tarifa de Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno - APPN -	
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	2.327549
Tarifa Vigilancia, Seguridad o Comunicaciones - VSC -	
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	1.813329
Peaje en Función de Transportista Baja Tensión - PeajeFT_BT -	
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (Q/kWh)	0.195952
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (Q/kWh)	0.191930
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (Q/kWh)	0.189328
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW)	193.966847
Peaje en Función de Transportista Media Tensión - PeajeFT_MT -	
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (Q/kWh)	0.052675
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (Q/kWh)	0.051594
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (Q/kWh)	0.050894
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW)	67.235330

Nota 1: La desagregación de la Tarifa BTS de DEORSA para el período del 1 de agosto al 31 de octubre de 2025 es la siguiente: Cargo por Potencia: 0.833544 Q/kWh y Cargo por Energía: 1.261259 Q/kWh.

Nota 2: Para la aplicación de la resolución CNEE-227-2014, la desagregación de la tarifa BTSA de DEORSA para el período de 1 de agosto al 31 de octubre de 2025, es la siguiente: Cargos por Generación y Transporte: 1.423911 Q/kWh y Cargos por Distribución 0.679069 Q/kWh

- I.III. La tasa de interés mensual en concepto de cargo por mora de 1.011259% mensual, para el período de facturación comprendido del **1 de agosto de 2025 al 31 de octubre de 2025**.
- I.IV. Que **Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima**, para el presente ajuste trimestral, ampliará el período de recuperación de saldos por un monto de veinte millones quinientos veintisiete mil quetzales (Q. 20,527,000.00), 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 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. -

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-260-2025

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-264-2024, 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 del 1 de agosto al 31 de octubre 2025.

1. Costos de energía:

Para el trimestre abril - junio 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. Ajuste Trimestral" de la Resolución CNEE-264-2024:

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

GENERADOR / CONCEPTO	ABRIL	MAYO	JUNIO	TOTAL
GENERADORA NACIONAL S.A. - OXEC II - EP19	Q344,910.93	Q414,568.13	Q758,615.97	Q1,518,095.02
INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION - AGUACAPA - EP17	Q845,977.72	Q882,728.32	Q0.00	Q1,728,706.04
RECURSOS NATURALES Y CELULOSA S.A - RENACE II FASE 1 - EP8	Q406,627.95	Q424,711.77	Q1,001,309.09	Q1,832,648.81
HIDRO XACBAL S.A. - HIDROXACBAL - EP15	Q836,662.90	Q872,957.98	Q1,166,258.61	Q2,875,879.49
GENERADORA NACIONAL S.A. - EL TAMARINDO - EP18	Q443,706.70	Q842,460.27	Q1,550,381.12	Q2,836,548.09
RECURSOS NATURALES Y CELULOSA S.A - RENACE I - EP8	Q159,957.14	Q167,072.75	Q157,557.64	Q484,587.52
VEHICULO DE CONTRATACION DE ENERGIA II S.A. - BIOMASS BLOQUE 6 - EP23	Q53,758.53	Q56,130.31	Q52,933.58	Q162,822.42
GENERADORA NACIONAL S.A. - OXEC - EP18	Q201,315.67	Q190,098.79	Q493,907.68	Q885,322.13
HIDROELECTRICA EL COBANO S.A. - EL COBANO - EP12	Q144,178.02	Q166,761.86	Q342,922.07	Q653,861.95
ENERGIAS DEL OCOSITO, S.A. (HIDROELECTRICA TRES RIOS S.A. - RIO NEGRO) - EP14	Q117,234.07	Q169,018.61	Q210,297.34	Q496,550.03
RECURSOS NATURALES Y CELULOSA S.A. - RENACE II FASE 2 - EP12	Q220,120.56	Q229,886.13	Q574,503.25	Q1,024,509.93
GENERADORA NACIONAL - OXEC II (CH POJOM II GENERADORA SAN MATEO) - EP05	Q293,993.25	Q245,893.91	Q459,437.98	Q999,325.14
INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION - CHIXOY - EP16	Q0.00	Q0.00	Q465,042.45	Q465,042.45
PAPELES ELABORADOS S.A. - POZA VERDE - EP17	Q33,566.36	Q0.00	Q0.00	Q33,566.36
GENERADORA DE OCCIDENTE LIMITADA - HIDROELECTRICA EL CANADA - EP15	Q0.00	Q116,167.01	Q0.00	Q116,167.01
GENERADORA NACIONAL S.A. - HIDROELECTRICA RAAXHA - EP8	Q830,452.80	Q24,715.19	Q833,791.75	Q1,688,959.75
REGIONAL ENERGETICA S.A. - HIDROELECTRICA EL LIBERTADOR - EP9	Q183,289.31	Q182,943.10	Q442,854.67	Q809,087.08
CORALITO S.A. - CORALITO EP1	Q417,463.14	Q424,689.35	Q467,529.98	Q1,309,682.48
AGROPECUARIA ALTORR S.A. - SANTA TERESA - EP13	Q304,437.25	Q321,548.20	Q310,414.47	Q936,399.92

GENERADOR / CONCEPTO	ABRIL	MAYO	JUNIO	TOTAL
GENERADORA ELECTRICA LAS VICTORIAS - GENERADORA ELECTRICA LA PAZ - EP4	Q184,223.69	Q227,984.34	Q202,917.28	Q615,125.31
ANACAPRI S.A. - HORUS II / PLANTA 6 -EP17	Q0.00	Q533,107.02	Q468,507.98	Q1,001,615.00
CINCO M. S.A. (VECOHESA - HIDROELECTRICA LA LIBERTAD) - EP20	Q32,893.63	Q36,269.74	Q38,773.33	Q107,936.70
GRUPO GENERADOR DE ORIENTE S.A. - GRUPO GENERADOR DE ORIENTE - EP11	Q693,923.09	Q866,390.22	Q248,305.49	Q1,808,618.80
BIOMASS ENERGY, S.A. (VECOHESA - HIDROELECTRICA SAN LUIS) - EP20	Q26,842.73	Q28,668.34	Q54,877.34	Q110,388.40
ENERGIA DEL CARIBE S.A. - ENERGIA DEL CARIBE MER- MEXICO - EP15	Q4,394,395.96	Q4,988,426.72	Q3,083,818.00	Q12,466,640.68
INGENIO MAGDALENA S.A. - MAGDALENA BLOQUE 5 - EP24	Q0.00	Q424,905.80	Q48,307.41	Q473,213.21
ENERGIA LIMPIA DE GUATEMALA S.A. - HIDRO XACBAL DELTA - EP22	Q196,472.29	Q191,527.07	Q339,736.19	Q727,735.54
RENACE S.A. - RENACE IV - EP30	Q215,953.90	Q352,373.82	Q0.00	Q568,327.72
JAGUAR ENERGY LLC - JAGUAR ENERGY - EP37	Q17,078,530.69	Q17,679,649.13	Q19,998,255.50	Q54,756,435.32
EOLICO SAN ANTONIO S.A. - EOLICO SAN ANTONIO EL SITIO - EP12	Q8,514,119.41	Q3,233,276.47	Q3,952,759.12	Q15,700,155.00
TUNCAJ S.A. - PEDRO DE ALVARADO - EP5	Q122,680.05	Q114,514.64	Q82,967.94	Q320,162.63
TUNCAJ S.A. - AVELLANA - EP5	Q0.00	Q125,628.90	Q75,375.61	Q201,004.51
TUNCAJ S.A. - TAXISCO - EP5	Q121,826.09	Q110,393.18	Q123,356.67	Q355,575.94
TUNCAJ S.A. - BUENA VISTA - EP5	Q149,415.40	Q120,137.44	Q119,594.31	Q389,147.14
TUNCAJ S.A. - EL JOBO - EP5	Q88,612.67	Q87,392.46	Q83,076.11	Q259,081.24
HIDROELECTRICA SACJA, S.A. (HIDROELECTRICA EL PANAL) - EP9	Q931,966.45	Q697,981.01	Q897,451.96	Q2,527,399.42
AGROFORESTAL EL CEDRO S.A. - HIDROSAN 1 - EP12	Q0.00	Q133,315.50	Q114,581.08	Q247,896.58
BIOMASS ENERGY, S.A. - BIOMASS (ADMINISTRADORA OPERATIVA DEL ATLANTICO) - EP31	Q291,066.42	Q0.00	Q864,143.25	Q1,155,209.68
ORAZUL ENERGY GUATEMALA - LAS PALMAS II - EP19	Q477,419.20	Q628,529.64	Q185,874.93	Q1,291,823.77
ENERGIA LIMPIA DE GUATEMALA, S.A. - HIDRO XACBAL DELTA - EP7	Q0.00	Q715,401.74	Q541,751.85	Q1,257,153.59
TUNCAJ, S.A. - PLANTA SOLAR LAS PILAS - EP5	Q0.00	Q0.00	Q252,712.63	Q252,712.63
ORAZUL ENERGY GUATEMALA - LAS PALMAS I - EP2	Q0.00	Q2,317,503.55	Q250,929.77	Q2,568,433.32
SAN DIEGO, S.A. - TRINIDAD BLOQUE 5 - EP5	Q0.00	Q2,322,736.23	Q934,194.59	Q3,256,930.82
RESULTADO EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD	Q18,358,243.03	Q27,970,695.38	Q8,606,152.31	Q54,935,090.72
EXCEDENTE DE PRECIOS NODALES	-Q1,736,184.06	-Q2,452,832.74	-Q1,341,583.07	-Q5,530,599.87
RESULTADO POR GENERACIÓN FORZADA	Q1,075,424.66	Q1,785,115.00	Q2,902,508.42	Q5,763,048.08
CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS RRO / RRA	Q2,290,481.47	Q3,116,344.40	Q3,014,954.64	Q8,421,780.51
CARGO POR CONTRATOS DE LICITACIONES ABIERTAS Art.50 Bis RAMM	Q6,166.48	Q1,441.23	-Q71,934.82	-Q64,327.12
AJUSTES INFORMES ANTERIORES	-Q457.83	Q3.18	Q3.59	-Q451.05
TRANSACCIONES MERCADO REGIONAL	Q435,700.79	Q360,887.53	Q2,380,364.45	Q3,176,952.77
PEAJE SISTEMA PRINCIPAL TRANSMISIÓN	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
TOTAL	Q59,787,368.51	Q72,450,118.62	Q57,740,491.47	Q189,977,978.59

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 mayo - julio 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. Ajuste Trimestral" de la Resolución CNEE-264-2024:

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

TARIFA	MAYO	JUNIO	JULIO	TOTAL
BTS	Q56,257,220.90	Q61,834,021.51	Q53,460,301.78	Q171,551,544.19
BTSA	Q1,225,564.94	Q1,468,254.07	Q1,169,324.08	Q3,863,143.09
BTDP	Q5,364,862.16	Q5,463,470.79	Q5,314,351.64	Q16,142,684.59
BTDFP	Q16,740,178.86	Q17,273,691.79	Q16,765,696.79	Q50,779,567.44
BTDPA	Q125,461.00	Q150,890.39	Q115,372.27	Q391,723.67
BTDFPA	Q715,042.01	Q763,023.36	Q571,156.07	Q2,049,221.44
MTDP	Q84,425.79	Q93,983.43	Q98,762.24	Q277,171.46
MTDFP	Q6,060,060.85	Q5,476,075.83	Q5,685,605.31	Q17,221,741.99
MTDPA	Q132,673.69	Q162,986.55	Q115,979.65	Q411,639.89
MTDFPA	Q237,237.37	Q445,664.35	Q184,671.23	Q867,572.96
AP	Q5,331,145.76	Q5,163,729.54	Q5,283,901.73	Q15,778,777.02
APPN	Q0.00	Q0.00	Q1,746.11	Q1,746.11
VSC	Q209,332.43	Q217,293.49	Q217,048.51	Q643,674.43
PeajeFT_MT P.Energía en Punta	Q1,229,411.42	Q1,271,106.53	Q1,316,694.60	Q3,817,212.56
TOTAL	Q93,712,617.20	Q99,784,191.62	Q90,300,612.02	Q283,797,420.83

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

Con base en la formulación contenida en el numeral "II.IV.29. Ajuste Trimestral" de la Resolución CNEE-264-2024, 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:

FÓRMULA:	$APE_n = CCER_n - \sum_{i=1}^3 (EF_{i+1} \cdot PTE_{i+1} \cdot PFE_{i+1})$			
CONCEPTO:	COSTOS	-	INGRESOS	= APE _n
CÁLCULO:	Q189,977,978.59	-	Q283,797,420.83	= -Q93,819,442.24

4. Costos de potencia:

Para el trimestre abril - junio 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. Ajuste Trimestral" de la Resolución CNEE-264-2024:

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

GENERADOR / CONCEPTO	ABRIL	MAYO	JUNIO	TOTAL
GENERADORA NACIONAL S.A. - OXEC II - EP19	Q112,620.38	Q116,055.93	Q113,094.54	Q341,770.85
INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION - AGUACAPA - EP17	Q670,925.59	Q676,592.11	Q0.00	Q1,347,517.70
RECURSOS NATURALES Y CELULOSA S.A. - RENACE II FASE 1 - EP8	Q1,680,632.93	Q1,732,907.76	Q1,688,689.23	Q5,102,229.92
HIDRO XACBAL S.A. - HIDROXACBAL - EP15	Q604,682.30	Q609,789.35	Q594,229.38	Q1,808,701.03
GENERADORA NACIONAL S.A. - EL TAMARINDO - EP18	Q241,872.92	Q243,915.74	Q237,691.75	Q723,480.41
RECURSOS NATURALES Y CELULOSA S.A. - RENACE I - EP8	Q190,549.66	Q196,468.65	Q191,455.36	Q578,473.67
VEHICULO DE CONTRATACION DE ENERGIA II S.A. - BIOMASS BLOQUE 6 - EP23	Q1,245,259.64	Q1,284,034.57	Q1,251,269.91	Q3,780,564.12
GENERADORA NACIONAL S.A. - OXEC - EP18	Q100,780.38	Q101,631.56	Q99,038.23	Q301,450.17
HIDROELECTRICA EL COBANO S.A. - EL COBANO - EP12	Q125,999.94	Q127,064.11	Q123,821.82	Q376,885.88
ENERGÍAS DEL OCOSITO, S.A. (HIDROELECTRICA TRES RIOS S.A. - RIO NEGRO) - EP14	Q45,222.08	Q45,604.02	Q44,440.35	Q135,266.45
RECURSOS NATURALES Y CELULOSA S.A. - RENACE II FASE 2 - EP12	Q772,589.22	Q796,739.22	Q776,408.86	Q2,345,737.31
GENERADORA NACIONAL - OXEC II (CH POJOM II GENERADORA SAN MATEO) - EP05	Q200,781.02	Q207,011.01	Q201,728.72	Q609,520.75
INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION - CHIXOY - EP16	Q0.00	Q0.00	Q119,933.81	Q119,933.81

GENERADOR / CONCEPTO	ABRIL	MAYO	JUNIO	TOTAL
PAPELES ELABORADOS S.A. - POZA VERDE - EP17	Q27,039.49	Q0.00	Q0.00	Q27,039.49
GENERADORA DE OCCIDENTE LIMITADA - HIDROELECTRICA EL CANADA - EP15	Q0.00	Q47,992.89	Q0.00	Q47,992.89
CINCO M, S.A. (VECOHESA - HIDROELECTRICA LA LIBERTAD) - EP20	Q362,990.56	Q366,056.32	Q356,715.67	Q1,085,762.55
GRUPO GENERADOR DE ORIENTE S.A. - GRUPO GENERADOR DE ORIENTE - EP11	Q177,142.47	Q182,694.71	Q178,032.90	Q537,870.09
BIOMASS ENERGY, S.A. (VECOHESA - HIDROELECTRICA SAN LUIS) - EP20	Q334,932.17	Q337,760.94	Q329,142.31	Q1,001,835.42
ENERGIA DEL CARIBE S.A. - ENERGIA DEL CARIBE MER-MEXICO - EP15	Q3,463,177.26	Q3,570,912.70	Q3,479,793.89	Q10,513,883.85
INGENIO MAGDALENA S.A. - MAGDALENA BLOQUE 5 - EP24	Q0.00	Q236,972.52	Q230,925.70	Q467,898.22
GENERADORA DE OCCIDENTE LIMITADA - HIDROELECTRICA EL CANADA - EP56	Q254,720.04	Q0.00	Q0.00	Q254,720.04
TERMICA S.A. - TERMICA II - EP19	Q113,038.36	Q0.00	Q112,904.22	Q225,942.59
GENERADORA DE OCCIDENTE LIMITADA - HIDROELECTRICA EL CANADA - EP32	Q43,944.44	Q0.00	Q0.00	Q43,944.44
RENOVABLES DE GUATEMALA S.A. - HIDROELECTRICA PALO VIEJO - EP9	Q109,887.60	Q0.00	Q0.00	Q109,887.60
GENERADORA ELECTRICA DEL NORTE LIMITADA - GENOR - EP4	Q146,015.37	Q0.00	Q0.00	Q146,015.37
ORAZUL ENERGY GUATEMALA - ARIZONA - EP10	Q824,870.40	Q0.00	Q0.00	Q824,870.40
ALTERNATIVA DE ENERGIA RENOVABLE S.A. - EL MANANTIAL BLOQUE 2 - EP9	Q118,444.05	Q0.00	Q0.00	Q118,444.05
ENERGIA LIMPIA DE GUATEMALA S.A. - HIDRO XACBAL DELTA - EP22	Q1,369,041.50	Q1,411,481.45	Q1,375,464.75	Q4,155,987.70
RENACE S.A. - RENACE IV - EP30	Q189,043.16	Q194,788.06	Q0.00	Q383,831.23
JAGUAR ENERGY LLC - JAGUAR ENERGY - EP37	Q12,514,885.44	Q11,559,086.69	Q12,298,545.11	Q36,372,517.25
BIOMASS ENERGY, S.A. - BIOMASS (ADMINISTRADORA OPERATIVA DEL ATLANTICO) - EP31	Q138,747.01	Q0.00	Q669,975.70	Q808,722.72
ORAZUL ENERGY GUATEMALA - LAS PALMAS II - EP19	Q391,344.95	Q394,650.18	Q384,579.91	Q1,170,575.05
ENERGIA LIMPIA DE GUATEMALA, S.A. - HIDRO XACBAL DELTA - EP7	Q0.00	Q225,222.38	Q219,475.39	Q444,697.78
ORAZUL ENERGY GUATEMALA - LAS PALMAS I - EP2	Q0.00	Q876,886.21	Q854,510.75	Q1,731,396.96
SAN DIEGO, S.A. - TRINIDAD BLOQUE 5 - EP5	Q0.00	Q1,141,927.61	Q1,112,789.10	Q2,254,716.71
HIDRO XACBAL, S.A. - HIDRO XACBAL - EP6	Q0.00	Q0.00	Q488,095.09	Q488,095.09
CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS RRO / RRA	Q562,471.93	Q507,720.76	Q546,776.14	Q1,616,968.84
RESULTADOS DESVIOS DE POTENCIA	Q996,203.10	Q3,518,585.87	Q2,366,530.59	Q6,881,319.56
PEAJE SISTEMA PRINCIPAL TRANSMISION	Q8,165,831.18	Q6,656,702.67	Q6,584,727.83	Q21,407,261.68
PEAJE SISTEMA SECUNDARIO DE SUBTRANSMISION	Q2,750,515.65	Q2,897,876.28	Q2,822,730.98	Q8,471,122.91
Ajuste	Q0.00	-Q418,092.35	Q0.00	-Q418,092.35
TOTAL	Q39,046,202.24	Q39,847,039.94	Q39,853,518.02	Q118,746,760.19

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 mayo - julio 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. Ajuste Trimestral" de la Resolución CNEE-264-2024:

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

TARIFA	MAYO	JUNIO	JULIO	TOTAL
BTS	Q6,439,625.50	Q7,077,988.13	Q6,119,469.06	Q19,637,082.68
B TSA	Q142,083.09	Q170,218.70	Q135,562.93	Q447,864.72
BTDP	Q447,715.66	Q444,375.77	Q453,995.83	Q1,346,087.26
BTDFP	Q1,310,584.93	Q1,310,393.51	Q1,315,228.74	Q3,936,207.19
BTDPA	Q26,637.42	Q25,423.79	Q23,977.77	Q76,038.98
BTDFPA	Q77,150.93	Q84,810.36	Q63,732.50	Q225,693.78
MTDP	Q9,747.92	Q10,176.40	Q9,512.26	Q29,436.58
MTDFA	Q732,519.51	Q707,577.53	Q724,689.30	Q2,164,786.35
MTDPA	Q10,670.97	Q12,966.39	Q10,179.10	Q33,816.46
MTDFPA	Q32,898.55	Q48,597.24	Q39,330.78	Q120,826.57

TARIFA	MAYO	JUNIO	JULIO	TOTAL
AP	Q786,008.76	Q761,325.40	Q779,043.24	Q2,326,377.39
APPN	Q0.00	Q0.00	Q257.44	Q257.44
VSC	Q15,949.31	Q16,555.87	Q16,537.21	Q49,042.39
PeajeFT_MT P.Energía en Punta	Q185,687.52	Q182,812.19	Q183,355.69	Q551,855.40
TOTAL	Q10,217,280.08	Q10,853,221.30	Q9,874,871.84	Q30,945,373.21

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

Con base en la formulación contenida en el numeral "II.IV.29. Ajuste Trimestral" de la Resolución CNEE-264-2024, 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:

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

CONCEPTO:	COSTOS	-	INGRESOS	=	APPn
-----------	--------	---	----------	---	------

CÁLCULO:	Q118,746,760.19	-	Q30,945,373.21	=	Q87,801,386.98
----------	-----------------	---	----------------	---	----------------

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. Ajuste Trimestral" de la Resolución CNEE-264-2024, 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 -Q24,536,903.05 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:

$$SNA_n = APP_{n-1} + APE_{n-1} + APO_{n-1} + SNA_{n-1} - APENR_{n-1} - APPNR_{n-1} - AT_{n-1} * \sum_{t=1}^{marENS} EF_{t,n-1}$$

Monto a Recuperar

Monto Recuperado

CONCEPTO	MONTO
Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior	-Q24,536,903.05
Monto Recuperado por Ajuste Trimestral en el Trimestre Anterior	-Q27,376,344.17
SALDO NO AJUSTADO POR MONTO RECUPERADO	Q2,839,441.11

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 GTTA-InfAudiSNA-40, 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	-Q24,536,903.05
Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior incluyendo cargos a favor y/o en contra de la Distribuidora	-Q34,386,326.17
SALDO NO AJUSTADO POR MONTO RECUPERADO	-Q9,849,423.11

CONCEPTO	MONTO
SALDO NO AJUSTADO POR DIFERENCIAS EN CARGOS A FAVOR Y/O EN CONTRA DE LA DISTRIBUIDORA	-Q9,849,423.11

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

TOTAL, SALDO NO AJUSTADO	-Q7,009,982.00
---------------------------------	-----------------------

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. Ajuste Trimestral" de la Resolución CNEE-264-2024, 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.VII. de la resolución CNEE-153-2025, dentro del Ajuste Trimestral se incluyó la devolución por la Ampliación del Período de Recuperación de los Saldos por un monto de Q 18,860,000.00, perteneciente a los Usuarios adicionando los intereses respectivos por Q 330,050.00, resultando un total de Q 19,190,050.00.

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-NotaS2025-58, 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 Oriente, S.A., mediante nota remitida GG-109-2025-07-23 manifestó su anuencia a lo solicitado por esta Comisión; siendo el monto cuyo periodo de recuperación se ampliara en un trimestre equivalente a Q 20,527,000.00 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 GG-064-2025-04-23 remitida por Distribuidora de Electricidad de Oriente.

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	Q1,303,962.79
Ampliación al Periodo de Recuperación de Saldo -APRS-	Q20,527,000.00
Devolución de Ampliación al Periodo de Recuperación de Saldo -APRS-	-Q19,190,050.00
TOTAL APO	Q2,640,912.79

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.

Contrato Orazul Energy Guatemala y Compañía S.A. (Escritura Pública No. 9)

Para el presente ajuste trimestral se están trasladando en el apartado de Saldo No Ajustado un monto a favor de los usuarios resultado del recálculo del precio de opción de compra de energía durante el periodo de septiembre 2024 a marzo 2025.

El recalcule fue realizado derivado de un proceso de revisión detallado de la documentación presentada por la Distribuidora, resultado de dicho proceso fue la detección de la inclusión de costos ajenos a la adquisición de combustible base, transporte e internación de este dentro del precio de opción de compra de energía trasladado a los usuarios de la Distribuidora durante el periodo indicado, dichos costos

obedecen a los conceptos de banderistas, torres de iluminación, renta de flechas de señalización, cisternas de riego, enlonadores, alquiler de maquinaria pesada para el apilamiento de carbón, servicio de seguridad y transporte de combustible hacia una planta distinta a la adjudicada.

Retirados los costos referidos del precio de opción de compra de energía trasladado a los usuarios de la Distribuidora los precios de energía de opción del periodo referido son:

Periodo	Precio Energía (USD/MWh)
Septiembre 2024	93.62
Octubre 2024	87.88
Noviembre 2024	87.88
Diciembre 2024	87.88
Enero 2025	87.45
Febrero 2025	87.45
Marzo 2025	87.45

Para los meses subsecuentes se continuará con las revisiones de los costos erogados por el generador para el cálculo del precio de opción de compra de energía del contrato referido.

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-264-2024, 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 afectos a la Tarifa Social, en el trimestre n	Q44,162,306.04	23.25%	Q14,360,752.16	12.09%
Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía y Potencia, relacionado a los Usuarios no afectos a la Tarifa Social, en el trimestre n	Q27,929,537.67	14.71%	Q25,123,766.24	21.16%
Ajuste por Pérdidas de Potencia y Potencia No Reconocidas, relacionado a los Usuarios no afectos a la Tarifa Social, en el trimestre n	Q16,232,768.37	8.53%	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 "II.IV.29. Ajuste Trimestral" de la Resolución CNEE-264-2024, 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-264-2024 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 agosto al 31 de octubre 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	Q87,801,386.98
Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n	APEn	-Q93,819,442.24
Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n	APOn	Q2,640,912.79
Saldo No Ajustado en trimestre n	SNA n	-Q7,009,982.00
Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas en el trimestre n	APENRTSn	-Q16,232,768.37
Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas en el trimestre n	APPNRTSn	Q0.00
Monto a Recuperar en el trimestre n+1	MRn+1	-Q26,619,892.84
FACTURACIÓN DE ENERGÍA PREVISTA EN EL TRIMESTRE n+1	EPn+1	169,800,000
AJUSTE TRIMESTRAL EN EL TRIMESTRE n	ATn	-Q0.156772

B) Cálculo de la tasa de interés por mora

Según lo dispuesto en el numeral II.II.13 de la Resolución CNEE-264-2024, "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 agosto al 31 de octubre 2025:

Mes	Tasa Anual	Tasa mensual promedio equivalente
ABRIL	12.83%	1.01101%
MAYO	12.83%	1.01101%
JUNIO	12.84%	1.01176%
Tasa de Mora para el Trimestre		1.011259%

C) Cargos por potencia de la Tarifa BTS

Para el período del 1 de agosto al 31 de octubre de 2025, 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:	1.261259	Q/kWh
Cargo por Potencia:	0.833544	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	2.094803	Q/kWh

Tarifa BTSA	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.259696	Q/kWh
Cargo por Potencia:	0.843284	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	2.102980	Q/kWh

Tarifa BTSLAP	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.257085	Q/kWh
Cargo por Potencia:	1.070464	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	2.327549	Q/kWh

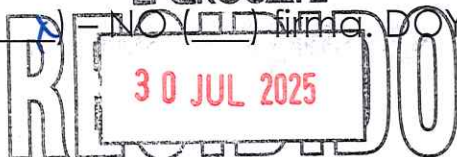
Tarifa APPN	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.257085	Q/kWh
Cargo por Potencia:	1.070464	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	2.327549	Q/kWh

Tarifa VSC	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.259282	Q/kWh
Cargo por Potencia:	0.554047	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	1.813329	Q/kWh

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 14 horas con 25 minutos del día 30 de julio 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-260-2025** de fecha **25 de julio de 2025**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE ORIENTE, SOCIEDAD ANÓNIMA -DEORSA-**, por medio de cédula de notificación que entrego a Hilda Franco, quien de enterado:

SI (☒) NO (☐) firma. DOY FE.



f. Hilda Franco
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE OCCIDENTE, S.A.
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE ORIENTE, S.A.

Notificado

f. Pedro Loaiza

Notificador
Pedro Loaiza
Mensajero Notificador

Res. GJ-ProyResolDir-5083

Exp. GTTA-25-82

WV