

RESOLUCIÓN CNEE-67-2025
Guatemala, 27 de enero 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 de la **Tarifa No Social**, que atiende **Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima**.

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 por un monto equivalente a diecinueve millones trescientos quince mil quetzales (Q.19,315,000.00), perteneciente a los Usuarios, mismo que deberá ser devuelto en el próximo ajuste trimestral, adicionando los intereses correspondientes, a lo cual la Distribuidora manifestó su aceptación.

POR TANTO:

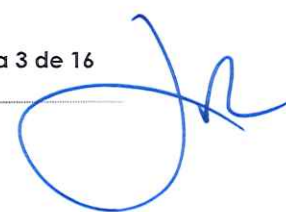
La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado y artículos 1, 2, 4, 6, 61 y 76 de la Ley General de Electricidad y artículos 86, 87, 89, 92 y 115 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

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.13,403,733.83, a favor de los Usuarios; mismo que la Distribuidora deberá devolver a través de aplicar, en la facturación del **1 de febrero de 2025 al 30 de abril de 2025**, el Ajuste Trimestral equivalente a -0.082535 Q/kWh, tomando como referencia una proyección de demanda de energía para los próximos tres meses de 162,400,000 kWh.
 - I.II. Los cargos tarifarios vigentes durante el período de facturación del **1 de febrero al 30 de abril de 2025** son los siguientes:

Baja Tensión Simple - BTS -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	23.638654
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	2.114773
Baja Tensión Simple Autoprodutores - BTSA -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	23.638654
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	2.116514
Baja Tensión Simple Horaria - BTSH -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	23.638654
Cargo Unitario por Energía de Punta (Q/kWh)	2.267679
Cargo Unitario por Energía Intermedia (Q/kWh)	2.142988
Cargo Unitario por Energía en Valle (Q/kWh)	1.910353
Cargo Único por Energía de Valle adicional (Q/kWh)	1.826717
Baja Tensión con Demanda en Punta - BTDP -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1062.838161
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.283121
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	51.381121
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	102.138105
Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta - BTDFP -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1062.838161
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.287207
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	29.302481
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	86.455261

Baja Tensión Horaria con Demanda - BTHD -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1062.838161
Cargo por Energía de Punta (Q/kWh)	1.316601
Cargo por Energía Intermedia (Q/kWh)	1.292026
Cargo por Energía en Valle (Q/kWh)	1.248054
Cargo por Energía en Valle Adicional (Q/kWh)	1.164418
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	55.714469
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	132.604402
Baja Tensión con Demanda en Punta Autoproductores - BTDPA -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1062.838161
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.282270
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	54.011927
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	93.573954
Baja Tensión con Demanda fuera de Punta Autoproductores - BTDFPA -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1062.838161
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.282270
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	29.725348
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	86.691188
Media Tensión con Demanda en Punta - MTDP -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	4278.567430
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.127431
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	34.149009
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	79.307463
Media Tensión con Demanda Fuera de Punta - MTDFP -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	4278.567430
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.128288
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	44.261500
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	67.519782
Media Tensión Horaria con Demanda - MTHD -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	4278.567430
Cargo por Energía de Punta (Q/kWh)	1.157043
Cargo por Energía Intermedia (Q/kWh)	1.135271
Cargo por Energía en Valle (Q/kWh)	1.096313
Cargo por Energía en Valle Adicional (Q/kWh)	1.022215
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	41.679350
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	116.628623
Media Tensión con Demanda en Punta Autoproductores - MTDPA -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	4278.567430
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.126628
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	39.512643
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	75.878508
Media Tensión con Demanda Autoproductores - MTDFPA -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	4278.567430

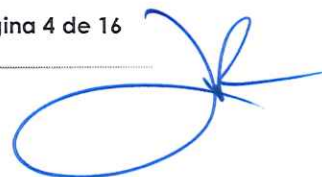


Cargo por Energía (Q/kWh)	1.126628
Cargo por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	38.514411
Cargo por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	74.570791
Alumbrado Público - AP -	
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	2.332961
Tarifa de Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno - APPN -	
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	2.332961
Tarifa Vigilancia, Seguridad o Comunicaciones - VSC -	
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	1.832799
Peaje en Función de Transportista Baja Tensión - PeajeFT_BT -	
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (Q/kWh)	0.202966
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (Q/kWh)	0.199133
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (Q/kWh)	0.192275
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW)	191.621081
Peaje en Función de Transportista Media Tensión - PeajeFT_MT -	
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (Q/kWh)	0.054560
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (Q/kWh)	0.053530
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (Q/kWh)	0.051686
Cargo por Potencia Máxima (Q/kW)	66.372804

Nota 1: La desagregación de la Tarifa BTS de DEORSA para el período del 1 de febrero al 30 de abril de 2025, es la siguiente: Cargo por Potencia: 0.826592 Q/kWh y Cargo por Energía: 1.288181 Q/kWh.

Nota 2: Para la aplicación de la resolución CNEE-227-2014, la desagregación de la tarifa BTSA de DEORSA para el período del 1 de febrero al 30 de abril de 2025, es la siguiente: Cargos por Generación y Transporte: 1.446477 Q/kWh y Cargos por Distribución 0.670037 Q/kWh.

- I.III. La tasa de interés mensual en concepto de cargo por mora de 0.996575 % mensual, para el período de facturación comprendido del **1 de febrero de 2025 al 30 de abril 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 diecinueve millones trescientos quince mil quetzales (Q.19,315,000.00), perteneciente a los Usuarios, 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 **RT-52-2025**, 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. -

Ingeniero Luis Romeo Ortiz Peláez
Presidente



Ingeniera Claudia Marcela Peláez Petz
Directora

Licenciado Jorge Guillermo Araúz Aguilar
Director

Jorge Miguel Retolaza Alvarado
Secretario General



Jorge Miguel Retolaza Alvarado
Secretario General

ANEXO RESOLUCIÓN CNEE-67-2025

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 febrero al 30 de abril de 2025.

1. Costos de energía:

Para el trimestre octubre – diciembre 2024, 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	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
GENERADORA NACIONAL S.A. - OXEC II - EP19	Q770,179.23	Q735,963.36	Q738,476.62	Q2,244,619.21
INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION - AGUACAPA - EP17	Q2,888,148.22	Q2,774,942.51	Q2,532,441.79	Q8,195,532.52
HIDRO XACBAL S.A. - HIDROXACBAL - EP15	Q4,962,421.27	Q3,377,270.30	Q1,669,705.18	Q10,009,396.75
GENERADORA NACIONAL S.A. - EL TAMARINDO - EP18	Q1,654,380.77	Q1,285,778.23	Q908,732.09	Q3,848,891.08
RECURSOS NATURALES Y CELULOSA S.A - RENACE I - EP08	Q822,240.46	Q790,011.40	Q399,027.59	Q2,011,279.45
VEHICULO DE CONTRATACION DE ENERGIA II S.A. - BIOMASS BLOQUE 6 - EP23	Q53,142.17	Q51,059.18	Q53,642.22	Q157,843.56
GENERADORA NACIONAL S.A. - OXEC - EP18	Q654,824.13	Q603,101.97	Q586,527.49	Q1,844,453.59
HIDROELECTRICA EL COBANO S.A. - EL COBANO - EP12	Q487,425.40	Q283,028.81	Q219,634.46	Q990,088.67
ENERGÍAS DEL OCOSITO, S.A. - EP14	Q245,536.00	Q183,463.65	Q146,253.06	Q575,252.71
RECURSOS NATURALES Y CELULOSA S.A. - RENACE II FASE 2 - EP12	Q624,493.79	Q61,260.97	Q713,843.90	Q1,399,598.67
GENERADORA NACIONAL - OXEC II - EP05	Q800,085.64	Q650,905.10	Q594,507.06	Q2,045,497.80
INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION - JURUN MARINALA - EP16	Q447,664.47	Q430,117.53	Q0.00	Q877,782.00
INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION - CHIXOY - EP16	Q1,429,315.14	Q1,373,290.78	Q1,238,637.18	Q4,041,243.10
GENERADORA DE OCCIDENTE LIMITADA - HIDROELECTRICA EL CANADA - EP15	Q244,890.83	Q145,698.74	Q116,000.20	Q506,589.77
GENERADORA NACIONAL S.A. - HIDROELECTRICA RAAXHA - EP08	Q1,589,620.73	Q1,852,642.93	Q1,592,489.82	Q5,034,753.49
REGIONAL ENERGETICA S.A. - EL LIBERTADOR - EP09	Q615,114.95	Q565,223.39	Q454,039.62	Q1,634,377.96
CORALITO S.A. - CORALITO EP01	Q598,809.04	Q553,633.11	Q545,087.91	Q1,697,530.06

GENERADOR / CONCEPTO	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
AGROPECUARIA ALTORR S.A. - SANTA TERESA - EP13	Q308,073.10	Q325,154.16	Q294,507.71	Q927,734.97
GENERADORA ELECTRICA LAS VICTORIAS - GENERADORA ELECTRICA LA PAZ - EP04	Q232,989.72	Q268,413.77	Q178,290.46	Q679,693.94
ANACAPRI S.A. - HORUS II / PLANTA 6-EP17	Q487,739.81	Q416,384.88	Q472,176.67	Q1,376,301.36
VEHICULO DE CONTRATACION DE ENERGIA S.A. - HIDROELECTRICA LA LIBERTAD (CINCO M) - EP20	Q111,108.02	Q72,504.25	Q54,709.08	Q238,321.35
GRUPO GENERADOR DE ORIENTE S.A. - GRUPO GENERADOR DE ORIENTE - EP11	Q92,961.86	Q58,520.49	Q108,850.43	Q260,332.77
GENERADORA ELECTRICA DEL NORTE LIMITADA - GENOR - EP01	Q158,319.22	Q108,294.35	Q197,297.07	Q463,910.63
VEHICULO DE CONTRATACION DE ENERGIA S.A. - HIDROELECTRICA SAN LUIS (BIOMASS) - EP20	Q0.00	Q96,404.79	Q60,795.31	Q157,200.09
ENERGIA DEL CARIBE S.A. - ENERGIA DEL CARIBE MER-MEXICO - EP15	Q3,556,042.61	Q2,836,549.40	Q707,906.32	Q7,100,498.32
INGENIO MAGDALENA S.A. - MAGDALENA BLOQUE 5 - EP24	Q27,408.71	Q302,248.22	Q161,359.23	Q491,016.15
ALTERNATIVA DE NERGIA RENOVABLE S.A. - HIDROELECTRICA EL MANANTIAL - EP02	Q0.00	Q0.00	Q128,652.85	Q128,652.85
ENERGIA LIMPIA DE GUATEMALA S.A. - HIDRO XACBAL DELTA - EP22	Q949,518.30	Q738,133.93	Q592,498.13	Q2,280,150.36
JAGUAR ENERGY LLC - JAGUAR ENERGY - EP37	Q14,657,796.47	Q11,047,456.18	Q2,825,234.92	Q28,530,487.57
EOLICO SAN ANTONIO S.A. - EOLICO SAN ANTONIO EL SITIO - EP 12	Q9,476,786.21	Q7,528,418.49	Q16,276,921.95	Q33,282,126.65
TUNCAJ S.A. - PEDRO DE ALVARADO - EP05	Q44,827.72	Q74,530.15	Q84,817.29	Q204,175.16
TUNCAJ S.A. - AVELLANA - EP05	Q122,093.77	Q112,808.63	Q118,895.99	Q353,798.39
TUNCAJ S.A. - TAXISCO - EP05	Q109,710.78	Q89,399.04	Q160,061.51	Q359,171.33
TUNCAJ S.A. - BUENA VISTA - EP05	Q137,358.45	Q119,852.77	Q166,180.52	Q423,391.73
TUNCAJ S.A. - EL JOBO - EP05	Q62,260.55	Q60,315.39	Q88,286.84	Q210,862.79
HIDRO SACJA - EP10	Q1,203,954.70	Q1,128,742.43	Q1,196,181.04	Q3,528,878.17
AGROFORESTAL EL CEDRO S.A. - HIDROSAN 1 - EP12	Q43,205.37	Q37,093.13	Q35,285.12	Q115,583.62
BIOMASS ENERGY, S.A. (ADMINISTRADORA OPERATIVA DEL ATLANTICO) - EP31	Q707,274.61	Q573,179.28	Q458,436.02	Q1,738,889.92
ORAZUL ENERGY GUATEMALA - LAS PALMAS II - EP19	Q103,488.23	Q207,568.14	Q84,413.74	Q395,470.11
RESULTADO EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD	-Q1,677,811.41	Q2,916,668.01	Q9,450,461.56	Q10,689,318.16
EXCEDENTE DE PRECIOS NODALES	-Q1,303,087.92	-Q1,176,716.70	-Q798,505.14	-Q3,278,309.75
RESULTADO POR GENERACIÓN FORZADA	Q980,479.54	Q1,288,636.05	Q1,041,974.55	Q3,311,090.14
CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS RRO / RRA	Q2,786,803.05	Q2,326,784.39	Q2,339,754.06	Q7,453,341.50
CARGO POR CONTRATOS DE LICITACIONES ABIERTAS Art.50 Bis RAMM	-Q584,068.73	-Q283,777.33	Q11,401.68	-Q856,444.38
AJUSTES INFORMES ANTERIORES	Q0.00	-Q5.32	-Q111,359.51	-Q111,364.83
TRANSACCIONES MERCADO REGIONAL	Q406,167.44	Q373,435.70	Q3,816,639.33	Q4,596,242.47
TOTAL DE COSTOS DE ENERGIA EN EL TRIMESTRE	Q52,089,692.40	Q47,364,388.63	Q52,711,170.92	Q152,165,251.95

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 noviembre 2024 – enero 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	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ENERO	TOTAL
BTS	Q44,322,108.08	Q38,768,269.51	Q49,379,678.90	Q132,470,056.49
BTSA	Q1,124,558.57	Q1,065,685.65	Q1,069,775.41	Q3,260,019.63

BTDp	Q5,126,363.99	Q4,946,018.19	Q5,184,062.95	Q15,256,445.12
BTDfP	Q14,391,023.11	Q13,800,899.90	Q15,484,277.20	Q43,676,200.21
BTDPA	Q108,661.68	Q109,240.36	Q102,981.36	Q320,883.40
BTDfPA	Q438,683.81	Q411,939.09	Q430,593.25	Q1,281,216.15
MTDP	Q86,052.78	Q95,272.72	Q87,589.44	Q268,914.94
MTDfP	Q5,105,848.07	Q5,425,883.12	Q5,293,225.35	Q15,824,956.54
MTDPA	Q140,504.74	Q131,194.19	Q137,542.29	Q409,241.22
MTDfPA	Q207,689.46	Q220,789.54	Q185,512.21	Q613,991.21
AP	Q4,978,580.94	Q5,053,392.70	Q4,813,686.09	Q14,845,659.74
VSC	Q214,284.86	Q205,918.68	Q207,411.61	Q627,615.14
PeajeFT_MT P.Energía en Punta	Q1,179,243.10	Q1,171,284.19	Q1,125,951.44	Q3,476,478.73
TOTAL	Q77,423,603.19	Q71,405,787.83	Q83,502,287.50	Q232,331,678.52

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:

$$\text{FÓRMULA: } APE_n = CCER_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntar-TNS} (EF_{t,i+1} \cdot PTE_{t,i+1} \cdot PFE_{t,i+1})$$

CONCEPTO:	COSTOS	-	INGRESOS	=	APEn
CÁLCULO:	Q152,165,251.95	-	Q232,331,678.52	=	-Q80,166,426.57

4. Costos de potencia:

Para el trimestre octubre – diciembre 2024, 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	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
GENERADORA NACIONAL S.A. - OXEC II - EP19	Q107,737.88	Q106,965.41	Q108,751.65	Q323,454.94
INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION - AGUACAPA - EP17	Q641,838.54	Q637,236.64	Q647,877.96	Q1,926,953.14
HIDRO XACBAL S.A. - HIDROXACBAL - EP15	Q578,467.14	Q574,319.60	Q583,910.27	Q1,736,697.01
GENERADORA NACIONAL S.A. - EL TAMARINDO - EP18	Q231,386.85	Q229,727.84	Q233,564.11	Q694,678.80
RECURSOS NATURALES Y CELULOSA S.A - RENACE I - EP08	Q182,288.64	Q180,981.66	Q184,003.90	Q547,274.20
VEHICULO DE CONTRATACION DE ENERGIA II S.A. - BIOMASS BLOQUE 6 - EP23	Q1,191,273.12	Q1,182,731.85	Q1,202,482.49	Q3,576,487.47
GENERADORA NACIONAL S.A. - OXEC - EP18	Q96,411.19	Q95,719.93	Q97,318.38	Q289,449.50
HIDROELECTRICA EL COBANO S.A. - EL COBANO - EP12	Q120,537.39	Q119,673.15	Q121,671.59	Q361,882.12
ENERGIAS DEL OCOSITO, S.A. - EP14	Q43,261.54	Q42,951.36	Q43,668.61	Q129,881.52
RECURSOS NATURALES Y CELULOSA S.A. - RENACE II FASE 2 - EP12	Q404,032.62	Q43,878.53	Q746,049.24	Q1,193,960.39
GENERADORA NACIONAL - OXEC II - EP05	Q192,076.44	Q190,699.28	Q193,883.80	Q576,659.51
INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION - JURUN MARINALA - EP16	Q116,622.66	Q115,786.49	Q0.00	Q232,409.15

GENERADOR / CONCEPTO	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION - CHIXOY - EP16	Q349,867.97	Q347,359.47	Q303,193.79	Q1,000,421.23
GENERADORA DE OCCIDENTE LIMITADA - HIDROELECTRICA EL CANADA - EP15	Q44,547.56	Q44,228.16	Q44,966.73	Q133,742.45
VEHICULO DE CONTRATACION DE ENERGIA S.A. - HIDROELECTRICA LA LIBERTAD (CINCO M) - EP20	Q347,253.60	Q344,763.84	Q350,521.11	Q1,042,538.56
GRUPO GENERADOR DE ORIENTE S.A. - GRUPO GENERADOR DE ORIENTE - EP11	Q169,462.71	Q168,247.68	Q171,057.28	Q508,767.66
GENERADORA ELECTRICA DEL NORTE LIMITADA - GENOR - EP01	Q109,193.80	Q108,410.89	Q115,456.77	Q333,061.46
VEHICULO DE CONTRATACION DE ENERGIA S.A. - HIDROELECTRICA SAN LUIS (BIOMASS) - EP20	Q0.00	Q318,114.34	Q323,426.58	Q641,540.92
ENERGIA DEL CARIBE S.A. - ENERGIA DEL CARIBE MER-MEXICO - EP15	Q3,313,035.98	Q3,289,281.96	Q3,344,210.24	Q9,946,528.17
INGENIO MAGDALENA S.A. - MAGDALENA BLOQUE 5 - EP24	Q219,711.70	Q218,136.39	Q221,779.09	Q659,627.18
GENERADORA DE OCCIDENTE LIMITADA - HIDROELECTRICA EL CANADA - EP56	Q255,760.96	Q255,507.68	Q255,138.53	Q766,407.16
TERMICA S.A. - TERMICA II - EP19	Q113,500.30	Q113,387.90	Q113,224.08	Q340,112.27
GENERADORA DE OCCIDENTE LIMITADA - HIDROELECTRICA EL CANADA - EP32	Q44,124.02	Q44,080.32	Q44,016.64	Q132,220.98
RENOVABLES DE GUATEMALA S.A. - HIDROELECTRICA PALO VIEJO - EP09	Q110,336.66	Q110,227.39	Q110,068.14	Q330,632.19
GENERADORA ELECTRICA DEL NORTE LIMITADA - GENOR - EP04	Q11,814.01	Q52,808.01	Q0.00	Q64,622.02
ORAZUL ENERGY GUATEMALA - ARIZONA - EP10	Q828,241.24	Q827,421.04	Q773,320.05	Q2,428,982.32
ALTERNATIVA DE ENERGIA RENOVABLE S.A. - EL MANANTIAL BLOQUE 2 - EP09	Q118,928.07	Q118,810.30	Q118,638.64	Q356,377.01
ALTERNATIVA DE NERGIA RENOVABLE S.A. - HIDROELECTRICA EL MANANTIAL - EP02	Q0.00	Q0.00	Q111,193.57	Q111,193.57
ENERGIA LIMPIA DE GUATEMALA S.A. - HIDRO XACBAL DELTA - EP22	Q1,309,688.59	Q1,300,298.30	Q1,322,012.21	Q3,931,999.10
JAGUAR ENERGY LLC - JAGUAR ENERGY - EP37	Q11,972,319.81	Q11,886,479.91	Q12,084,974.27	Q35,943,773.98
BIOMASS ENERGY, S.A. (ADMINISTRADORA OPERATIVA DEL ATLANTICO) - EP31	Q637,595.06	Q633,023.59	Q643,594.56	Q1,914,213.20
ORAZUL ENERGY GUATEMALA - LAS PALMAS II - EP19	Q374,378.73	Q371,694.49	Q377,901.48	Q1,123,974.69
CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS RRO / RRA	Q429,804.08	Q399,742.79	Q425,358.58	Q1,254,905.45
RESULTADOS DESVÍOS DE POTENCIA	-Q27,541.03	-Q18,490.56	-Q20,798.79	-Q66,830.38
PEAJE SISTEMA PRINCIPAL TRANSMISIÓN	Q4,952,104.09	Q4,955,768.74	Q5,345,614.08	Q15,253,486.90
PEAJE SISTEMA SECUNDARIO DE SUBTRANSMISION	Q3,387,080.59	Q3,377,411.79	Q3,390,947.26	Q10,155,439.64
TOTAL DE COSTOS DE POTENCIA EN EL TRIMESTRE	Q32,977,142.47	Q32,787,386.16	Q34,132,996.88	Q99,897,525.51

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 noviembre 2024 – enero 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 :

$$APP_n = CCPR_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{tarD} (DF_{t,i-1} \cdot PTP_{t,i-1} \cdot PFP_{t,i-1}) - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{tarETNS} (EF_{t,i-1} \cdot PTP_{t,i-1} \cdot PFP_{t,i-1})$$

TARIFA	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ENERO	TOTAL
BTS	Q5,312,414.89	Q4,646,735.94	Q5,918,611.57	Q15,877,762.40
B TSA	Q137,156.14	Q129,975.74	Q130,474.55	Q397,606.43
BTDP	Q436,636.77	Q438,588.38	Q436,138.88	Q1,311,364.02
BTDFP	Q1,238,264.24	Q1,217,943.82	Q1,244,040.26	Q3,700,248.32
BT DPA	Q23,171.12	Q22,591.89	Q22,831.71	Q68,594.72

BTDFA	Q57,251.02	Q53,918.93	Q55,504.66	Q166,674.60
MTDP	Q9,527.57	Q9,974.93	Q9,541.23	Q29,043.73
MTDFP	Q649,183.42	Q675,155.36	Q669,515.47	Q1,993,854.25
MTDPA	Q11,024.03	Q10,745.46	Q10,828.44	Q32,597.93
MTDFPA	Q32,352.11	Q35,189.58	Q31,224.02	Q98,765.70
AP	Q775,820.57	Q787,478.61	Q750,124.73	Q2,313,423.91
VSC	Q17,132.03	Q16,463.16	Q16,582.52	Q50,177.71
PeajeFT_MT P.Energia en Punta	Q168,619.47	Q171,408.51	Q165,894.61	Q505,922.58
TOTAL	Q8,868,553.38	Q8,216,170.29	Q9,461,312.63	Q26,546,036.31

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:

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

CONCEPTO:	COSTOS	-	INGRESOS	=	APPn
CÁLCULO:	Q99,897,525.51	-	Q26,546,036.31	=	Q73,351,489.20

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 -Q9,392,788.67 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:

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

CONCEPTO	MONTO
Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior	-Q9,392,788.67
Monto Recuperado por AT en el Trimestre Anterior	-Q10,752,153.47
SALDO NO AJUSTADO POR MONTO RECUPERADO	Q1,359,364.80

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-25, 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	-Q9,392,788.67
Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior incluyendo cargos a favor y/o en contra de la Distribuidora	-Q19,644,554.39
SALDO NO AJUSTADO POR MONTO RECUPERADO	-Q10,251,765.72

CONCEPTO	MONTO
SALDO NO AJUSTADO POR DIFERENCIAS EN CARGOS A FAVOR Y/O EN CONTRA DE LA DISTRIBUIDORA	-Q10,251,765.72

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

TOTAL, SALDO NO AJUSTADO	-Q8,892,400.92
---------------------------------	-----------------------

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.III de la resolución CNEE-261-2024, dentro del Ajuste Trimestral se incluyó la devolución por la Ampliación del Período de Recuperación de los Saldos por un monto de Q 7,921,800.00, perteneciente a los Usuarios adicionando los intereses respectivos por Q 138,631.50, resultando un total de Q 8,060,431.50.

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-NotaS2025-10, 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 RT-52-2025 manifestó su anuencia a lo solicitado por esta Comisión; siendo el monto cuyo periodo de recuperación se ampliara en un trimestre equivalente a Q 19,315,000.00 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-229-2024-10-28 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	Q1,055,279.16
Ampliación al Periodo de Recuperación de Saldo -APRS-	Q19,315,000.00
Devolución de Ampliación al Periodo de Recuperación de Saldo -APRS-	-Q8,060,431.50
TOTAL, APO	Q12,309,847.66

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-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:

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

$$APPNR^{TNS}_n = MPRP^{TNS}_n - MPAP^{TNS}_n$$

CONCEPTO	ENERGÍA		POTENCIA	
	MONTO	PÉRDIDAS %	MONTO	PÉRDIDAS %
Monto de Pérdidas Reales de Energía y Potencia, relacionado a los Usuarios no afectos a la Tarifa Social, en el trimestre n	Q32,879,372.60	21.61%	Q11,033,679.93	11.04%
Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía y Potencia, relacionado a los Usuarios no afectos a la Tarifa Social, en el trimestre n	Q22,873,129.41	15.01%	Q21,451,339.96	21.46%
Ajuste por Pérdidas de Energía y Potencia No Reconocidas, relacionado a los Usuarios no afectos a la Tarifa Social, en el trimestre n	Q10,006,243.19	6.60%	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 febrero al 30 de abril 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	Q73,351,489.20
Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n	APEn	-Q80,166,426.57
Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n	APOn	Q12,309,847.66
Saldo No Ajustado en trimestre n	SNA n	-Q8,892,400.92
Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas en el trimestre n	APENRTNSn	-Q10,006,243.19
Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas en el trimestre n	APPNRTNSn	Q0.00
Monto a Recuperar en el trimestre n+1	MRn+1	-Q13,403,733.83
FACTURACIÓN DE ENERGÍA PREVISTA EN EL TRIMESTRE n+1		
	EPn+1	162,400,000
AJUSTE TRIMESTRAL EN EL TRIMESTRE n		
	ATn	-Q0.082535

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 calcula 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 febrero al 30 de abril de 2025:

Mes	Tasa Anual	Tasa mensual promedio equivalente
OCTUBRE	12.59%	0.99309%
NOVIEMBRE	12.65%	0.99757%
DICIEMBRE	12.67%	0.99907%
Tasa de Mora para el Trimestre		0.996575%

C) Cargos por potencia de la Tarifa BTS

Para el período del 1 de febrero al 30 de abril 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:	1.288181	Q/kWh
Cargo por Potencia:	0.826592	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	2.114773	Q/kWh

Tarifa BTSA	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.280264	Q/kWh
Cargo por Potencia:	0.836250	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	2.116514	Q/kWh

Tarifa AP	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.271426	Q/kWh
Cargo por Potencia:	1.061535	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	2.332961	Q/kWh

Tarifa APPN	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.271426	Q/kWh
Cargo por Potencia:	1.061535	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	2.332961	Q/kWh

Tarifa VSC	Monto	Dimensional
Cargo por Energía:	1.283372	Q/kWh
Cargo por Potencia:	0.549427	Q/kWh
Cargo Unitario por Energía:	1.832799	Q/kWh

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 11 horas con 36 minutos del día 30 de
enero de 2025, en **Diagonal 6, 10-50 zona 10 Edificio Interamericas
World Center Torre Sur Nivel 14 Oficina 1401, Guatemala,**
NOTIFIQUÉ la Resolución **CNEE-67-2025** de fecha **27 de enero 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 Elisa Mejía, quien de
enterado:

SI (___) – NO (y) firma. DOY FE.

f. _____

Notificado

f. _____

Notificado

Pedro Loaiza
Mensajero Notificador

Res. GJ-ProyResolDir-4890

Exp. GTTA-25-1

WV

