

RESOLUCIÓN CNEE-257-2024
Guatemala, 29 de octubre de 2024
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 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 **Empresa Eléctrica de Guatemala, 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 **Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima** (a la que en lo sucesivo y para efectos de la presente resolución podrá denominarse indistintamente la Distribuidora) y estableció que en los documentos presentados existen diferencias e inconsistencias, por lo que se le confirió audiencia, a efecto de que se pronunciara al respecto; la Distribuidora evacuó la audiencia conferida, exponiendo los argumentos que estimó pertinentes; 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 **Empresa Eléctrica de Guatemala, 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 **Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima** aplicar el mecanismo establecido en el último párrafo del artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, en el sentido de ampliar el período de recuperación de los saldos en un trimestre por un monto equivalente a veintisiete millones novecientos treinta mil quetzales (Q. 27,930,000.00), pertenecientes a la Distribuidora, 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 **Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima**, la aplicación en la facturación mensual de sus usuarios de la **Tarifa No Social** del Servicio de Distribución Final de energía eléctrica, lo siguiente:
 - I.I. El Monto a Recuperar resultante es de Q. 7,676,191.06, a favor de los Usuarios; mismo que la Distribuidora deberá devolver a través de aplicar, en la facturación del **1 de noviembre de 2024 al 31 de enero de 2025**, el Ajuste Trimestral equivalente a -0.013327 Q/kWh, tomando como referencia una proyección de demanda de energía para los próximos tres meses de 576,000,000 kWh.
 - I.II. Los factores de ajuste semestral para la aplicación en la facturación del período comprendido del **1 de noviembre de 2024 al 30 de abril de 2025**, así: **A)** El Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión CDBT (FACDBT) es de 1.077608; **B)** El Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión CDMT (FACDMT) es de 1.149854; **C)** El Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT (FACFBT) es de 1.083176; **D)** El Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios MT (FACFMT) es de 1.083176 y **E)** El Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión (FACACYRm) es de 1.153721.
 - I.III. Los cargos tarifarios vigentes durante el período de facturación del **1 de noviembre de 2024 al 31 de enero de 2025** son los siguientes:

Baja Tensión Simple - BTS -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	11.037620
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.459018
Baja Tensión Simple Autoprodutores - BTSA -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	12.947810
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.386639
Baja Tensión Simple Horaria - BTSH -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	11.037620
Cargo Unitario por Energía en Punta (Q/kWh)	1.633750
Cargo Unitario por Energía Intermedia (Q/kWh)	1.463136
Cargo Unitario por Energía en Valle (Q/kWh)	1.316807
Cargo Único por Energía de Valle adicional (Q/kWh)	1.285241
BAJA TENSION HORARIA CON DEMANDA - BTHD -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	121.573648
Cargo Unitario por Energía en Punta (Q/kWh)	1.128605
Cargo Unitario por Energía Intermedia (Q/kWh)	1.088518
Cargo Unitario por Energía en Valle (Q/kWh)	1.057390

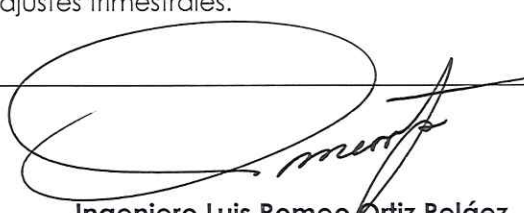
Cargo Unitario por Energía en Valle Adicional (Q/kWh)	1.025824
Cargo Unitario por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	49.110112
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	38.405746
BAJA TENSION CON DEMANDA AUTOPRODUCTORES - BTDA -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	149.756411
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	1.088577
Cargo Unitario por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	48.873641
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	50.957443
MEDIA TENSION HORARIA CON DEMANDA - MTHD -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	882.408730
Cargo Unitario por Energía en Punta (Q/kWh)	1.065036
Cargo Unitario por Energía Intermedia (Q/kWh)	1.027180
Cargo Unitario por Energía en Valle (Q/kWh)	0.997784
Cargo Unitario por Energía en Valle Adicional (Q/kWh)	0.967976
Cargo Unitario por Potencia Punta (Q/kW-mes)	48.581213
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	15.607819
MEDIA TENSION CON DEMANDA AUTOPRODUCTORES - MTD -	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	774.382237
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	1.027983
Cargo Unitario por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	48.469726
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	8.550193
TARIFA DE ALUMBRADO PUBLICO - AP	
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	1.601890
TARIFA DE ALUMBRADO PRIVADO O PUBLICITARIO NOCTURNO - APPN -	
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	1.601890
TARIFA VIGILANCIA, SEGURIDAD O COMUNICACIONES - VSC -	
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	1.353184
PEAJE EN FUNCIÓN DE TRANSPORTISTA BAJA TENSIÓN - PEAJEFT_BT	
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (Q/kWh)	0.074801
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (Q/kWh)	0.072141
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (Q/kWh)	0.070077
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW)	106.150039
PEAJE EN FUNCIÓN DE TRANSPORTISTA MEDIA TENSIÓN - PEAJEFT_MT	
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (Q/kWh)	0.012026
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (Q/kWh)	0.011598
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (Q/kWh)	0.011266
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW)	37.567571

Nota 1: La desagregación de la Tarifa BTS de EEGSA para el período del 1 de noviembre de 2024 al 31 de enero de 2025 es la siguiente: Cargo por Potencia: 0.368826 Q/kWh y Cargo por Energía: 1.090192 Q/kWh

Nota 2: Para la aplicación de la resolución CNEE-227-2014, la desagregación de la Tarifa BTSA de EEGSA para el período del 1 de noviembre de 2024 al 31 de enero de 2025 es la siguiente: Cargo por Generación y Transporte: 1.144710 Q/kWh y Cargos por Distribución: 0.241929 Q/kWh.

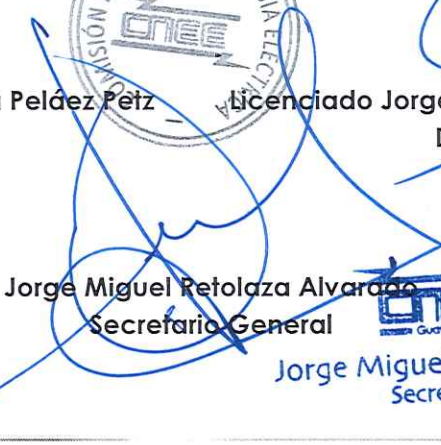
- I.IV. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el semestre comprendido del **1 de noviembre de 2024 al 30 de abril de 2025**, son los siguientes: **A)** CACYRBTS_m = 226.32 Quetzales, **B)** CACYRBD-BTH_m = 330.82 Quetzales, y **C)** CACYRMTD-MTH_m = 751.22 Quetzales.
- I.V. La tasa de interés mensual en concepto de cargo por mora de 0.982118% mensual, para el período de facturación comprendido del **1 de noviembre de 2024 al 31 de enero de 2025**.
- I.VI. Que **Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima**, para el presente ajuste trimestral, ampliará el período de recuperación de saldos por un monto de veintisiete millones novecientos treinta mil quetzales (Q.27,930,000.00), pertenecientes a la Distribuidora mismo que deberá ser devuelto en el próximo ajuste trimestral, adicionando intereses de acuerdo a la tasa correspondiente a lo establecido en la nota identificada como GG-EEGSA-047-2024, remitida por **Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima**, a esta Comisión.
- II. La Distribuidora no podrá aplicar en las facturas de los usuarios de la **Tarifa No Social**, ningún valor superior a los aprobados en esta resolución.
- III. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, podrá en cualquier momento, requerir información y fiscalizar la correcta aplicación de lo aquí resuelto; 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

Resolución CNEE-257-2024

Página 4 de 18

ANEXO RESOLUCIÓN CNEE-257-2024

A) Ajuste Trimestral al Precio de la Energía:

De acuerdo con el 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.23. Ajuste Trimestral", de la Resolución CNEE-259-2023, Pliego Tarifario aprobado para ser aplicado por Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, a sus usuarios del Servicio de Distribución Final de la Tarifa No Social, a continuación, se presentan los cálculos que fueron efectuados para determinar el Ajuste Trimestral al Precio de la Energía para el período comprendido del **1 de noviembre de 2024 al 31 de enero de 2025**.

1. Costos de energía:

Para el trimestre de **julio a septiembre de 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.23 de la Resolución CNEE-259-2023:

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

GENERADOR	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	TOTAL
TECNOGUAT (Escritura Pública No. 20)	Q762,398.75	Q759,290.75	Q886,190.33	Q2,407,879.83
INDE-ECOE (Escritura Pública No. 14)	Q3,234,775.67	Q3,157,632.05	Q2,903,492.89	Q9,295,900.62
INGENIO LA UNION (Escritura Pública No. 15)	Q1,334,411.10	Q686,742.64	Q615,229.45	Q2,636,383.19
AGRICOLA LA ENTRADA (Escritura Pública No. 20)	Q1,015,802.09	Q1,113,860.58	Q1,203,973.07	Q3,333,635.73
RENACE (Escritura Pública No. 19)	Q2,651,144.98	Q2,705,597.88	Q2,996,430.21	Q8,353,173.07
RENACE (Escritura Pública No. 18)	Q2,651,144.98	Q2,705,597.88	Q2,996,430.21	Q8,353,173.07
AGROINDUSTRIAL PIEDRA NEGRA (Escritura Pública No. 35)	Q1,152,232.76	Q1,264,928.99	Q1,288,845.84	Q3,706,007.59
INDUSTRIAS BIOGAS (Escritura Pública No. 34)	Q489,605.24	Q481,852.11	Q506,430.09	Q1,477,887.45
INDUSTRIAS BIOGAS (Escritura Pública No. 17)	Q0.00	Q0.00	Q231,151.02	Q231,151.02
PAPELES ELABORADOS (Escritura Pública No. 7)	Q239,188.86	Q338,869.37	Q329,813.60	Q907,871.83
PAPELES ELABORADOS (Escritura Pública No. 16)	Q239,188.86	Q338,869.37	Q329,813.60	Q907,871.83
INDE - ECOE (Escritura Pública No. 15)	Q1,323,746.68	Q1,319,501.36	Q1,275,908.19	Q3,919,156.23
INDE - ECOE (Escritura Pública No. 14)	Q1,323,746.68	Q1,319,501.36	Q1,275,908.19	Q3,919,156.23
HIDROCUTZÁN (Escritura Pública No. 17)	Q298,028.33	Q213,279.46	Q341,519.89	Q852,827.68
RENACE (Escritura Pública No. 16)	Q1,431,550.16	Q1,766,711.27	Q2,825,337.10	Q6,023,598.53
RENACE (Escritura Pública No. 15)	Q1,431,550.16	Q1,766,711.27	Q2,825,337.10	Q6,023,598.53
ANACAPRI (Escritura Pública No. 30)	Q2,160,431.15	Q2,184,370.30	Q1,864,778.79	Q6,209,580.24
RENOVABLES DE GUATEMALA (Escritura Pública No. 12)	Q35,961.76	Q35,846.43	Q34,662.15	Q106,470.35
RENOVABLES DE GUATEMALA (Escritura Pública No. 10)	Q35,961.76	Q35,846.43	Q34,662.15	Q106,470.35
INDE - ECOE (Escritura Pública No. 12)	Q4,226,493.93	Q4,212,939.35	Q4,073,753.92	Q12,513,187.20
INDE - ECOE (Escritura Pública No. 10)	Q4,226,493.93	Q4,212,939.35	Q4,073,753.92	Q12,513,187.20
INDE - ECOE (Escritura Pública No. 30)	Q3,262,198.45	Q3,251,736.41	Q3,144,306.83	Q9,658,241.69
INDE - ECOE (Escritura Pública No. 28)	Q3,262,198.45	Q3,251,736.41	Q3,144,306.83	Q9,658,241.69
GENERADORA DE OCCIDENTE (Escritura Pública No. 24)	Q417,070.15	Q435,850.75	Q666,033.96	Q1,518,954.85
GENERADORA DE OCCIDENTE (Escritura Pública No. 23)	Q417,070.15	Q435,850.75	Q666,033.96	Q1,518,954.85
AGROFORESTAL EL CEDRO, S.A. (ESCRITURA PÚBLICA No. 13)	Q27,949.03	Q70,825.91	Q129,912.08	Q228,687.02
OEXEC (Escritura Pública No. 25)	Q743,660.21	Q741,275.26	Q781,836.94	Q2,266,772.41
OEXEC (Escritura Pública No. 24)	Q743,660.21	Q741,275.26	Q781,836.94	Q2,266,772.41
SERGESA (Escritura Pública No. 10)	Q137,177.53	Q207,232.62	Q163,074.42	Q507,484.57
HIDROELECTRICA LAS VICTORIAS (Escritura Pública No. 11)	Q127,225.76	Q144,310.18	Q114,655.64	Q386,191.57
AGEN, S.A. (Escritura Pública No. 01)	Q1,599,131.22	Q1,455,225.14	Q1,651,827.11	Q4,706,183.48
RENACE (Escritura Pública No. 14)	Q1,370,125.18	Q1,498,165.65	Q1,512,699.45	Q4,380,990.29
RENACE (Escritura Pública No. 13)	Q1,370,125.18	Q1,498,165.65	Q1,512,699.45	Q4,380,990.29

GENERADOR	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	TOTAL
GENEPAL (Escritura Pública No. 11)	Q1,165,409.96	Q1,220,714.59	Q1,167,402.89	Q3,553,527.44
GENEPAL (Escritura Pública No. 12)	Q1,165,409.96	Q1,220,714.59	Q1,167,402.89	Q3,553,527.44
GENERADORA LAS UVITAS (Escritura Pública No. 9)	Q576,384.49	Q598,092.04	Q633,518.93	Q1,807,995.46
OSCANA (Escritura Pública No. 02)	Q268,472.63	Q76,457.23	Q148,948.83	Q493,878.70
RENACE (Escritura Pública No. 18-1)	Q603,401.59	Q1,202,932.89	Q1,163,190.87	Q2,969,525.35
RENACE (Escritura Pública No. 17)	Q603,401.59	Q1,202,932.89	Q1,163,190.87	Q2,969,525.35
OXEC II (Escritura Pública No. 27)	Q1,811,811.37	Q1,766,289.49	Q1,820,909.35	Q5,399,010.20
OXEC II (Escritura Pública No. 26)	Q1,811,811.37	Q1,766,289.49	Q1,820,909.35	Q5,399,010.20
HIDROPOWER SDMM (Escritura Pública No. 12)	Q869,721.88	Q875,122.94	Q853,769.71	Q2,598,614.53
XOLHUITZ (Escritura Pública No. 13)	Q1,169,124.60	Q1,278,346.98	Q1,444,210.77	Q3,891,682.36
AGROCOMERCIALIZADORA DEL POLOCHIC (Escritura Pública No. 10)	Q250,964.69	Q206,013.98	Q241,895.15	Q698,873.82
AGROCOMERCIALIZADORA POLOCHIC (Escritura Pública No. 12)	Q250,964.69	Q206,013.98	Q241,895.15	Q698,873.82
OXEC II (Escritura Pública No. 8)	Q1,163,370.62	Q1,164,847.57	Q1,126,899.11	Q3,455,117.30
OXEC II (Escritura Pública No. 06)	Q1,163,370.62	Q1,164,847.57	Q1,126,899.11	Q3,455,117.30
AGROPROP (Escritura Pública No. 14)	Q307,923.54	Q270,664.77	Q397,969.80	Q976,558.11
COMAPSA (Escritura Pública No. 16)	Q562,076.59	Q488,084.41	Q647,652.14	Q1,697,813.14
HIDROELECTRICA GUAYACÁN (Escritura Pública No. 21)	Q718,942.18	Q598,364.80	Q702,537.68	Q2,019,844.66
BIOMASS (Escritura Pública No. 08)	Q81,129.22	Q80,869.03	Q78,197.31	Q240,195.56
BIOMASS (Escritura Pública No. 31)	Q81,129.22	Q127,810.63	Q78,197.31	Q287,137.16
ENERGÍAS DEL OCOSITO (Escritura Pública No. 9)	Q364,282.20	Q387,941.68	Q431,142.53	Q1,183,366.41
ENERGÍAS DEL OCOSITO (Escritura Pública No. 10)	Q364,282.20	Q387,941.68	Q431,142.53	Q1,183,366.41
HIDROELECTRICA PASABIEN (Escritura Pública No. 4)	Q526,495.25	Q680,779.13	Q658,287.82	Q1,865,562.21
HIDROELECTRICA PASABIEN (Escritura Pública No. 03)	Q526,495.25	Q680,779.13	Q658,287.82	Q1,865,562.21
TRANSMISION DE ELECTRICIDAD (ESCRITURA PUBLICA No. 09)	Q5,956,748.10	Q5,389,303.98	Q860,402.10	Q12,206,454.18
HIDRO JUMINA (Escritura Pública No. 18)	Q214,759.38	Q250,231.21	Q257,582.29	Q722,572.88
HIDRO JUMINA (Escritura Pública No. 13)	Q214,759.38	Q250,231.21	Q257,582.29	Q722,572.88
ENERGÍA LIMPIA (Escritura Pública No. 20)	Q1,291,209.60	Q1,457,802.22	Q1,396,940.47	Q4,145,952.28
ENERGÍA LIMPIA (Escritura Pública No. 19)	Q1,291,209.60	Q1,457,802.22	Q1,396,940.47	Q4,145,952.28
HIDROXACBAL (Escritura Pública No. 23)	Q3,970,297.47	Q5,121,554.08	Q5,402,563.86	Q14,494,415.41
HIDROXACBAL (Escritura Pública No. 22)	Q3,970,297.47	Q5,121,554.08	Q5,402,563.86	Q14,494,415.41
ANACAPRI (Escritura Pública No. 15)	Q7,407,091.88	Q7,471,784.61	Q6,425,025.88	Q21,303,902.37
VIENTO BLANCO (Escritura Pública No. 2)	Q5,705,438.07	Q5,224,400.31	Q1,464,179.80	Q12,394,018.19
EL CÓBANO (Escritura Pública No. 19)	Q442,787.34	Q530,761.88	Q596,957.77	Q1,570,506.99
EL CÓBANO (Escritura Pública No. 18)	Q442,787.34	Q530,761.88	Q596,957.77	Q1,570,506.99
ORAZUL ENERGY (Escritura Pública No. 31)	Q0.00	Q3,106,219.39	Q3,103,717.26	Q6,209,936.65
BIOMASS (ESCRITURA PÚBLICA No. 37)	Q2,302,101.62	Q2,365,095.78	Q2,948,778.06	Q7,615,975.46
SAN DIEGO (Escritura Pública No. 16)	Q1,485,821.96	Q820,628.43	Q1,091,540.47	Q3,397,990.86
BIOMASS (Escritura Pública No. 07)	Q134,310.08	Q80,869.03	Q127,707.68	Q342,886.79
SAN DIEGO (Escritura Pública No. 01)	Q2,444,010.83	Q1,015,755.62	Q1,237,084.28	Q4,696,850.74
CINCO, M. (Escritura Pública No. 33)	Q98,055.72	Q128,420.67	Q128,317.22	Q354,793.61
BIOMASS (Escritura Pública No. 32)	Q134,310.08	Q127,810.63	Q127,707.68	Q389,828.40
INGENIO MAGDALENA (Escritura Pública No. 28)	Q160,815.51	Q205,733.70	Q961,897.65	Q1,328,446.86
GENOSA (Escritura Pública No. 12)	Q464,237.46	Q199,452.44	Q192,666.06	Q856,355.97
CINCO M. (Escritura Pública No. 34)	Q98,055.72	Q128,420.67	Q128,317.22	Q354,793.61
BIOMASS (ESCRITURA PUBLICA No. 36)	Q2,143,727.97	Q2,131,595.35	Q2,948,778.06	Q7,224,101.38
ENERGIA DEL CARIBE (Escritura Pública No. 5)	Q6,385,034.22	Q5,951,048.82	Q7,117,000.55	Q19,453,083.59
ENERGIA DEL CARIBE (Escritura Pública No. 12)	Q6,346,302.83	Q5,936,136.74	Q7,117,000.55	Q19,399,440.12
GENOSA (Escritura Pública No. 13)	Q448,120.49	Q191,489.59	Q184,974.14	Q824,584.23
INGENIO MAGDALENA (Escritura Pública No. 27)	Q160,815.51	Q231,836.09	Q732,878.97	Q1,125,530.57
ENERGÍAS SAN JOSE (Escritura Pública No. 22)	Q6,971,611.54	Q6,219,767.64	Q7,565,469.07	Q20,756,848.25
GENOR (Escritura Pública 21)	Q469,756.22	Q226,027.51	Q0.00	Q695,783.73
JAGUAR (Escritura Pública 23)	Q9,836,244.39	Q8,221,841.12	Q10,939,792.41	Q28,997,877.91
GENERADORA ELECTRICA DEL NORTE (EP 21)	Q0.00	Q0.00	Q501,982.10	Q501,982.10
ENERGÍAS SAN JOSE (Escritura Pública No. 17)	Q2,996,528.54	Q2,419,682.59	Q2,592,663.83	Q8,008,874.96
Ajuste	-Q648,028.28	-Q470,131.21	-Q663,202.52	-Q1,781,362.01
RESULTADO EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD	Q5,019,247.84	Q2,470,532.08	-Q3,606,210.69	Q3,883,569.24
EXCEDENTE DE PRECIOS NODALES	-Q4,315,712.03	-Q4,093,085.56	-Q5,507,055.75	-Q13,915,853.34
RESULTADO POR GENERACIÓN FORZADA	Q3,590,760.00	Q4,951,547.60	Q2,950,701.65	Q11,493,009.26
CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS (RRO)	Q9,444,647.11	Q8,728,193.12	Q7,484,928.80	Q25,657,769.03
Cargo Art.50 Bis RAMM / SPLA	-Q160,324.80	-Q148,000.09	-Q48,529.71	-Q356,854.60
AJUSTES INFORMES ANTERIORES	-Q0.04	Q413.71	Q162,379.34	Q162,793.01
TRANSACCIONES MERCADO REGIONAL	Q712,254.21	Q1,131,075.64	Q1,606,756.61	Q3,450,086.46
TOTAL COMPRAS DE ENERGÍA EN EL TRIMESTRE	Q147,777,915.38	Q147,089,954.51	Q141,572,840.83	Q436,440,710.72

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 de **agosto a octubre de 2024**, 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.23 de la Resolución CNEE-259-2023:

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

TARIFA	ago-24	sep-24	oct-24	TOTAL
BTS	Q104,186,365.03	Q101,434,445.82	Q103,563,631.37	Q309,184,442.22
BTSP	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
BTSA	Q1,208,983.58	Q1,293,115.23	Q1,320,270.28	Q3,822,369.08
BTSH Punta	Q480,078.49	Q471,376.97	Q481,276.38	Q1,432,731.84
BTSH Intermedia	Q1,394,999.68	Q1,374,115.31	Q1,402,971.53	Q4,172,086.51
BTSH Valle	Q588,889.80	Q576,150.42	Q588,249.51	Q1,753,289.73
BTSH Valle Adicional	Q94,342.44	Q89,430.37	Q91,308.12	Q275,080.94
BTDP	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
BTDFP	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
BTHD PUNTA	Q12,294,562.92	Q11,928,261.96	Q12,178,755.03	Q36,401,579.91
BTHD INTERMEDIA	Q47,432,593.78	Q46,371,750.64	Q47,345,557.94	Q141,149,902.36
BTHD VALLE	Q11,919,443.28	Q11,622,993.87	Q11,867,076.66	Q35,409,513.80
BTHD VALLE ADICIONAL	Q4,190,042.84	Q4,039,202.80	Q4,124,025.58	Q12,353,271.22
BTDA	Q1,862,383.05	Q1,876,421.30	Q1,915,826.49	Q5,654,630.84
MTDP	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
MTDFP	Q0.00	Q0.00	Q0.00	Q0.00
MTHD PUNTA	Q3,157,177.27	Q3,181,299.18	Q3,248,105.92	Q9,586,582.37
MTHD INTERMEDIA	Q11,754,904.12	Q11,772,564.65	Q12,019,788.07	Q35,547,256.84
MTHD VALLE	Q3,673,551.30	Q3,723,512.31	Q3,801,705.57	Q11,198,769.18
MTHD VALLE ADICIONAL	Q823,881.39	Q904,579.82	Q923,575.89	Q2,652,037.10
MTDA	Q1,223,437.20	Q1,251,293.29	Q1,277,570.74	Q3,752,301.23
AP	Q15,027,424.38	Q14,533,370.88	Q14,838,571.90	Q44,399,367.16
APPN	Q613,295.28	Q596,031.29	Q608,548.15	Q1,817,874.72
VSC	Q211,416.29	Q205,116.48	Q209,424.10	Q625,956.88
PeajeFT_BT P.Energía en Pu	Q23,188.95	Q23,188.95	Q23,188.95	Q69,566.85
PeajeFT_BT P.Energía en Int	Q78,700.57	Q78,700.57	Q78,700.57	Q236,101.72
PeajeFT_BT P.Energía en Va	Q28,875.89	Q28,875.89	Q28,875.89	Q86,627.67
PeajeFT_MT P.Energía en Pu	Q346,622.35	Q346,622.35	Q346,622.35	Q1,039,867.04
PeajeFT_MT P.Energía en In	Q1,159,101.29	Q1,159,101.29	Q1,159,101.29	Q3,477,303.86
PeajeFT_MT P.Energía en V	Q570,305.38	Q570,305.38	Q570,305.38	Q1,710,916.14
TOTAL	Q224,344,566.54	Q219,451,827.00	Q224,013,033.64	Q667,809,427.18

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

Con base en la formulación contenida en el numeral II.IV.23 de la Resolución CNEE-259-2023, el cálculo del Ajuste por Energía (APE), correspondió a la diferencia resultante entre los costos de suministro de energía e ingresos por ventas de energía obtenidos por la Distribuidora, tal como se presenta a continuación:

FÓRMULA:	$APE_n = CCER_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarTNS} (EF_{t,i+1} \cdot PTE_{t,i+1} \cdot PFE_{t,i+1})$			
CONCEPTO:	COSTOS	–	INGRESOS	= APEn
CÁLCULO:	Q436,440,710.72	–	Q667,809,427.18	= -Q231,368,716.46

4. Costos de potencia:

Para el trimestre de **julio a septiembre 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.23 de la Resolución CNEE-259-2023:

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

GENERADOR	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	TOTAL
TECNOGUAT (Escritura Pública No. 20)	Q161,315.60	Q160,798.25	Q160,668.72	Q482,782.58
INDE-ECOE (Escritura Pública No. 14)	Q596,997.96	Q582,760.63	Q553,719.59	Q1,733,478.18
INGENIO LA UNION (Escritura Pública No. 15)	Q1,815,029.90	Q1,705,619.14	Q1,809,804.45	Q5,330,453.49
RENACE (Escritura Pública No. 19)	Q534,767.08	Q533,052.06	Q532,622.67	Q1,600,441.81
RENACE (Escritura Pública No. 18)	Q534,767.08	Q533,052.06	Q532,622.67	Q1,600,441.81
PAPELES ELABORADOS (Escritura Pública No. 7)	Q76,435.26	Q76,190.12	Q76,128.75	Q228,754.13
PAPELES ELABORADOS (Escritura Pública No. 16)	Q76,435.26	Q76,190.12	Q76,128.75	Q228,754.13
INDE - ECOE (Escritura Pública No. 15)	Q344,853.94	Q343,747.97	Q343,471.08	Q1,032,072.99
INDE - ECOE (Escritura Pública No. 14)	Q344,853.94	Q343,747.97	Q343,471.08	Q1,032,072.99
RENACE (Escritura Pública No. 16)	Q2,454,605.76	Q2,446,733.71	Q2,444,762.81	Q7,346,102.28
RENACE (Escritura Pública No. 15)	Q2,454,605.76	Q2,446,733.71	Q2,444,762.81	Q7,346,102.28
RENOVABLES DE GUATEMALA (Escritura Pública No. 12)	Q654,643.27	Q652,543.80	Q652,018.16	Q1,959,205.22
RENOVABLES DE GUATEMALA (Escritura Pública No. 10)	Q654,643.27	Q652,543.80	Q652,018.16	Q1,959,205.22
INDE - ECOE (Escritura Pública No. 12)	Q1,034,561.82	Q1,031,243.92	Q1,030,413.23	Q3,096,218.97
INDE - ECOE (Escritura Pública No. 10)	Q1,034,561.82	Q1,031,243.92	Q1,030,413.23	Q3,096,218.97
INDE - ECOE (Escritura Pública No. 30)	Q724,965.81	Q722,640.81	Q722,058.70	Q2,169,665.32
INDE - ECOE (Escritura Pública No. 28)	Q724,965.81	Q722,640.81	Q722,058.70	Q2,169,665.32
GENERADORA DE OCCIDENTE (Escritura Pública No. 24)	Q131,643.07	Q131,220.89	Q131,115.18	Q393,979.14
GENERADORA DE OCCIDENTE (Escritura Pública No. 23)	Q131,643.07	Q131,220.89	Q131,115.18	Q393,979.14
OEXEC (Escritura Pública No. 25)	Q108,897.82	Q108,548.58	Q108,461.14	Q325,907.53
OEXEC (Escritura Pública No. 24)	Q108,897.82	Q108,548.58	Q108,461.14	Q325,907.53
RENACE (Escritura Pública No. 14)	Q1,128,132.45	Q1,124,514.47	Q1,123,608.65	Q3,376,255.57
RENACE (Escritura Pública No. 13)	Q1,128,132.45	Q1,124,514.47	Q1,123,608.65	Q3,376,255.57
GENEPAL (Escritura Pública No. 11)	Q301,965.08	Q300,996.67	Q300,754.21	Q903,715.96
GENEPAL (Escritura Pública No. 12)	Q301,965.08	Q300,996.67	Q300,754.21	Q903,715.96
RENACE (Escritura Pública No. 18-1)	Q244,714.20	Q243,929.39	Q243,732.90	Q732,376.48
RENACE (Escritura Pública No. 17)	Q244,714.20	Q243,929.39	Q243,732.90	Q732,376.48
OEXEC II (Escritura Pública No. 27)	Q261,354.76	Q260,516.58	Q260,306.73	Q782,178.08
OEXEC II (Escritura Pública No. 26)	Q261,354.76	Q260,516.58	Q260,306.73	Q782,178.08
AGROCOMERCIALIZADORA DEL POLOCHIC (Escritura Pública No. 10)	Q309,196.39	Q308,204.78	Q307,956.51	Q925,357.68
AGROCOMERCIALIZADORA POLOCHIC (Escritura Pública No. 12)	Q309,196.39	Q308,204.78	Q307,956.51	Q925,357.68
OEXEC II (Escritura Pública No. 8)	Q164,447.94	Q163,920.55	Q163,788.51	Q492,156.99
OEXEC II (Escritura Pública No. 06)	Q164,447.94	Q163,920.55	Q163,788.51	Q492,156.99
BIOMASS (Escritura Pública No. 08)	Q1,818,324.37	Q1,812,492.91	Q1,811,032.91	Q5,441,850.19
BIOMASS (Escritura Pública No. 31)	Q1,818,324.37	Q360,748.88	Q1,811,032.91	Q3,990,106.16
ENERGÍAS DEL OCOSITO (Escritura Pública No. 9)	Q94,566.74	Q94,263.46	Q94,187.53	Q283,017.74
ENERGÍAS DEL OCOSITO (Escritura Pública No. 10)	Q94,566.74	Q94,263.46	Q94,187.53	Q283,017.74
HIDROELECTRICA PASABIEN (Escritura Pública No. 4)	Q95,830.08	Q95,522.75	Q95,445.80	Q286,798.63
HIDROELECTRICA PASABIEN (Escritura Pública No. 03)	Q95,830.08	Q95,522.75	Q95,445.80	Q286,798.63
HIDRO JUMINA (Escritura Pública No. 18)	Q126,492.77	Q126,087.10	Q125,985.53	Q378,565.40
HIDRO JUMINA (Escritura Pública No. 13)	Q126,492.77	Q126,087.10	Q125,985.53	Q378,565.40
ENERGÍA LIMPIA (Escritura Pública No. 20)	Q1,999,070.28	Q1,992,659.16	Q1,991,054.02	Q5,982,783.46
ENERGÍA LIMPIA (Escritura Pública No. 19)	Q1,999,070.28	Q1,992,659.16	Q1,991,054.02	Q5,982,783.46
HIDROXACBAL (Escritura Pública No. 23)	Q653,386.91	Q651,291.46	Q650,766.83	Q1,955,445.20
HIDROXACBAL (Escritura Pública No. 22)	Q653,386.91	Q651,291.46	Q650,766.83	Q1,955,445.20
EL CÓBANO (Escritura Pública No. 19)	Q136,148.70	Q135,712.07	Q135,602.75	Q407,463.51
EL CÓBANO (Escritura Pública No. 18)	Q136,148.70	Q135,712.07	Q135,602.75	Q407,463.51
ORAZUL ENERGY (Escritura Pública No. 31)	Q0.00	Q2,966,181.34	Q2,963,792.01	Q5,929,973.35
BIOMASS (ESCRITURA PÚBLICA No. 37)	Q1,885,410.91	Q1,879,364.30	Q1,877,850.43	Q5,642,625.64
SAN DIEGO (Escritura Pública No. 16)	Q1,106,929.55	Q1,283,787.42	Q1,444,290.76	Q3,835,007.73
BIOMASS (Escritura Pública No. 07)	Q361,909.54	Q1,812,492.91	Q360,458.29	Q2,534,860.74
SAN DIEGO (Escritura Pública No. 01)	Q1,285,483.68	Q1,206,718.67	Q1,254,225.11	Q3,746,427.46
CINCO, M. (Escritura Pública No. 33)	Q392,227.92	Q390,970.02	Q390,655.08	Q1,173,853.02
BIOMASS (Escritura Pública No. 32)	Q361,909.54	Q360,748.88	Q360,458.29	Q1,083,116.70
INGENIO MAGDALENA (Escritura Pública No. 28)	Q1,028,629.44	Q1,026,414.35	Q1,025,668.03	Q3,080,711.82
GENOSA (Escritura Pública No. 12)	Q258,662.91	Q257,833.36	Q257,625.67	Q774,121.94

GENERADOR	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	TOTAL
CINCO M. (Escritura Pública No. 34)	Q392,227.92	Q390,970.02	Q390,655.08	Q1,173,853.02
BIOMASS (ESCRITURA PUBLICA No. 36)	Q1,885,410.91	Q1,879,364.30	Q1,877,850.43	Q5,642,625.64
ENERGIA DEL CARIBE (Escritura Pública No. 5)	Q5,056,921.01	Q5,040,703.20	Q5,036,642.79	Q15,134,267.00
ENERGIA DEL CARIBE (Escritura Pública No. 12)	Q5,056,921.01	Q5,040,703.20	Q5,036,642.79	Q15,134,267.00
GENOSA (Escritura Pública No. 13)	Q258,662.91	Q257,833.36	Q257,625.67	Q774,121.94
GENERADORA DE OCCIDENTE (Escritura Pública No. 22)	Q115,862.85	Q115,613.35	Q115,529.28	Q347,005.48
RENOVABLES DE GUATEMALA (Escritura Pública No. 26)	Q289,630.44	Q289,006.74	Q288,796.60	Q867,433.77
GENERADORA DE OCCIDENTE (Escritura Pública No. 21)	Q115,862.85	Q115,613.35	Q115,529.28	Q347,005.48
RENOVABLES DE GUATEMALA (Escritura Pública No. 25)	Q289,630.44	Q289,006.74	Q288,796.60	Q867,433.77
TERMICA, S.A. (Escritura Pública No. 33)	Q297,815.56	Q297,174.23	Q296,958.15	Q891,947.94
TERMICA, S.A. (Escritura Pública No. 32)	Q297,815.56	Q297,174.23	Q296,958.15	Q891,947.94
INGENIO MAGDALENA (Escritura Pública No. 27)	Q1,028,629.44	Q1,026,414.35	Q781,466.23	Q2,836,510.02
ENERGIAS SAN JOSE (Escritura Publica No. 22)	Q3,244,910.26	Q3,234,503.66	Q3,231,898.19	Q9,711,312.12
GENOR (Escritura Pública 21)	Q433,329.92	Q406,372.89	Q0.00	Q839,702.81
JAGUAR (Escritura Pública 23)	Q4,486,081.09	Q4,471,694.00	Q4,137,122.17	Q13,094,897.26
GENERADORA ELECTRICA DEL NORTE (EP 21)	Q0.00	Q0.00	Q252,507.28	Q252,507.28
ENERGIAS SAN JOSE (Escritura Publica No. 17)	Q2,569,499.07	Q2,356,357.87	Q2,559,195.40	Q7,485,052.35
CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS (RRA)	Q1,370,427.50	Q1,874,984.78	Q1,467,688.33	Q4,713,100.61
RESULTADOS DESVÍOS DE POTENCIA	Q589,224.20	-Q75,510.46	-Q116,985.13	Q396,728.61
PEAJE SISTEMA PRINCIPAL TRANSMISIÓN	Q16,002,241.29	Q16,996,343.08	Q16,851,074.36	Q49,849,658.74
PEAJE SISTEMA SECUNDARIO DE SUBTRANSMISION ETCEE	Q624,152.38	Q642,255.22	Q610,653.04	Q1,877,060.63
PEAJE SISTEMA SECUNDARIO DE SUBTRANSMISION TRELEC	Q10,696,418.97	Q12,697,471.34	Q10,682,639.75	Q34,076,530.06
TOTAL COMPRAS DE POTENCIA EN EL TRIMESTRE	Q91,154,191.52	Q96,538,061.11	Q93,609,010.04	Q281,301,262.66

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 de **agosto a octubre de 2024**, 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.23 de la Resolución CNEE-259-2023:

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

TARIFA	ago-24	sep-24	oct-24	TOTAL
BTS	Q10,329,600.40	Q10,056,760.23	Q10,267,859.21	Q30,654,219.84
B TSA	Q59,538.47	Q63,681.67	Q65,018.97	Q188,239.11
BTSH Punta	Q103,306.26	Q101,433.82	Q103,564.03	Q308,304.11
BTSH Intermedia	Q145,851.15	Q143,667.63	Q146,684.63	Q436,203.40
BTHD PUNTA	Q8,723,969.41	Q8,743,662.56	Q8,743,662.56	Q26,211,294.53
BTDA	Q612,679.96	Q652,805.22	Q652,805.22	Q1,918,290.41
MTHD PUNTA	Q1,992,898.52	Q2,025,107.86	Q2,025,107.86	Q6,043,114.25
MTDA	Q288,249.46	Q297,458.71	Q297,458.71	Q883,166.88
AP	Q2,206,067.32	Q2,133,538.91	Q2,178,343.26	Q6,517,949.48
APPN	Q90,033.44	Q87,499.04	Q89,336.55	Q266,869.02
VSC	Q15,929.25	Q15,454.59	Q15,779.15	Q47,162.99
PeajeFT_BT P.Energia en Pu	Q19,254.26	Q19,254.26	Q19,254.26	Q57,762.79
PeajeFT_MT P.Energia en Pu	Q282,526.06	Q282,526.06	Q282,526.06	Q847,578.17
TOTAL	Q24,869,903.96	Q24,622,850.55	Q24,887,400.47	Q74,380,154.98

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

Con base en la formulación contenida en el numeral II.IV.23 de la Resolución CNEE-259-2023, el cálculo del Ajuste por Potencia (APP), correspondió a la diferencia resultante entre los costos de suministro de potencia e ingresos por ventas de potencia obtenidos por la distribuidora, tal como se presenta a continuación:

FÓRMULA:	$APP_n = CCPR_n - \sum_{j=1}^3 \sum_{t=1}^{nAR(D)} (DF_{t,j+1} \cdot PTP_{t,j+1} \cdot PFP_{t,j+1}) - \sum_{j=1}^3 \sum_{t=1}^{nAR(E)NS} (EF_{t,j+1} \cdot PTP_{t,j+1} \cdot PFP_{t,j+1})$			
CONCEPTO:	COSTOS	-	INGRESOS	= APPn
CÁLCULO:	Q281,301,262.66	-	Q74,380,154.98	= Q206,921,107.69

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.23 de la Resolución CNEE-259-2023, el concepto de Saldo No Ajustado, se divide en dos partes, las cuales son:

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

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

Así, en el ajuste anterior se proyectó que, aplicando el Ajuste Trimestral calculado a la proyección de ventas de 576,000,000 kWh se devolvería un monto de Q 7,973,719.96 a favor de los usuarios, sin embargo, las ventas reales varían levemente de la proyección, y debido a estas variaciones entre las ventas proyectadas y las ventas reales, también el monto recuperado varía respecto al calculado en el ajuste anterior. El cálculo del Saldo No Ajustado se presenta a continuación:

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

CONCEPTO	MONTO
Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior	-Q7,973,719.96
Monto Recuperado por AT en el Trimestre Anterior	-Q8,447,858.33
SALDO NO AJUSTADO POR MONTO RECUPERADO	Q474,138.37

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

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

Para el efecto, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica realiza auditorías a cada ajuste efectuado con la finalidad de verificar la existencia de estos montos que deberán trasladarse al siguiente ajuste. Para el presente caso, el resultado de la auditoría efectuada al ajuste anterior obra en el informe **GTTA-InfAudisNA-22**, adjunto al expediente del presente ajuste trimestral.

CONCEPTO	MONTO
Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior	-Q7,973,719.96
Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior incluyendo cargos a favor y/o en contra de la Distribuidora	Q9,289,662.11
SALDO NO AJUSTADO POR DIFERENCIAS EN CARGOS A FAVOR Y/O EN CONTRA DE LA DISTRIBUIDORA	Q17,263,382.08

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

TOTAL SALDO NO AJUSTADO	Q17,737,520.45
--------------------------------	-----------------------

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.23 de la Resolución CNEE-259-2023, este concepto se define como la sumatoria de todos aquellos costos, que, no teniendo relación directa con el suministro de potencia y energía, el marco regulatorio y normativa vigente establece que es necesario cubrirlos, para el funcionamiento y estabilidad de la cadena de suministro del servicio eléctrico. En el presente ajuste se distinguen los siguientes elementos de este concepto:

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

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

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 Período de Recuperación de los Saldos –APRS–:

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-189-2024, dentro del Ajuste Trimestral se incluyó la devolución por la Ampliación del Período de Recuperación de los Saldos por un monto de Q 14,950,000.00 perteneciente a la Distribuidora, adicionando los intereses respectivos por Q 242,937.50, resultando un total de Q 15,192,937.50.

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-Notas2024-84, solicitó a la Distribuidora la aplicación de lo estipulado en el último párrafo del artículo 87 del RLGE, en el sentido de ampliar el plazo de recuperación de un monto de Q 27,930,000.00 pertenecientes a la Distribuidora, mismo que deberá ser devuelto en el próximo ajuste trimestral, adicionando los intereses correspondientes a lo cual Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. manifestó su aceptación mediante nota de referencia GG-EEGSA-047-2024.

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	DOCUMENTO	jul-24	ago-24	sep-24	TOTAL
Cuota por Administración y Operación del MM	3F2254FO- 3232647027460D3F82- 1226984198	Q983,996.14	Q990,899.19	Q990,899.19	Q2,965,794.52
Pago EOR	F-14991ESTEST	Q262,667.65	Q262,667.65	Q262,667.65	Q788,002.95
Pago CRIE	F-14171ESTEST	Q108,136.00	Q108,136.00	Q108,136.00	Q324,408.01
Arbitraje TRESA - EEGSA					Q7,692,754.28
Creación de Ampliación del Período de Recuperación de los Saldos					-Q27,930,000.00
Devolución por Ampliación del Período de Recuperación de los Saldos					Q15,192,937.50
TOTAL AJUSTE POR OTROS					-Q966,102.73

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).
- Los resultados de estas disposiciones se reflejan en los ITE's remitidos por el AMM, los cuales se consideran en la integración trimestral de costos.

Montos asociados al arbitraje TRESA-EEGSA

Derivado de la controversia acontecida entre Transmisión de Electricidad S.A. y Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A., se acudió al proceso de arbitraje, tal como se contempla en la cláusula décima octava (18) del contrato de abastecimiento de energía generada contenido en la escritura pública 9 de fecha 25 de febrero de 2013. Con base en lo resuelto por el Tribunal arbitral en el Laudo Final con referencia "ARBITRAJE CCI nro. 25205/JPA/AJP", fueron trasladados los siguientes montos en el presente ajuste:

Escritura Pública	Entidad	Generador	Informe Final Laudo Arbitral	Monto trasladado en el presente Ajuste
18	Transmisión de Electricidad, Sociedad Anónima (TRESA)	Las Cumbres	Arbitraje CCI nro. 25205/JPA/AJP	Q 7,692,754.28

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-259-2023, Numerales "II.IV.24. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía No Reconocidas" y "II.IV.25. 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 de la Tarifa No Social, en el trimestre n	Q27,784,020.79	6.37%	Q10,726,494.06	3.81%
Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía y Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n	Q30,905,458.24	7.08%	Q24,074,249.48	8.56%
Ajuste por Pérdidas de Energía y Potencia No Reconocidas, relacionado a los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n	Q0.00	0.00%	Q0.00	0.00%

11. Cálculo del Ajuste Trimestral (AT):

Con base en lo estipulado en el artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y el numeral II.IV.23 de la Resolución CNEE-259-2023, 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-259-2023, constituyendo un valor denominado "Monto a Recuperar", el cual con base en el artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se dividió entre la proyección de ventas de energía de la Distribuidora para el próximo trimestre. Así, para el trimestre del **1 de noviembre de 2024 al 31 de enero de 2025**, el Ajuste Trimestral calculado será el siguiente:

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

CONCEPTO	SIGLAS	MONTO
Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n	APP _n	Q206,921,107.69
Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n	APE _n	-Q231,368,716.46
Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n	APO _n	-Q966,102.73
Saldo No Ajustado en trimestre n	SNA _n	Q17,737,520.45
Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas en el trimestre n	APENR ^{TNS} _n	Q0.00
Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas en el trimestre n	APPNR ^{TNS} _n	Q0.00
Monto a Recuperar en el trimestre n+1	MR _{n+1}	-Q7,676,191.06

FACTURACIÓN DE ENERGÍA PREVISTA EN EL TRIMESTRE n+1	EP _{n+1}	576,000,000
---	-------------------	-------------

AJUSTE TRIMESTRAL EN EL TRIMESTRE n	AT _n	-Q0.013327
-------------------------------------	-----------------	------------

B) Cálculo de la tasa de interés por mora

Según lo dispuesto en el numeral II.II.13 de la Resolución CNEE-259-2023, "En caso de atraso en el pago por parte del Usuario, después de los treinta días de la fecha de emisión de la factura, la Distribuidora podrá cobrarle interés por mora. La tasa de interés por mora será indicada por la Comisión en cada ajuste trimestral, calculándola como la tasa mensual equivalente del promedio de la tasa de interés activa anual publicada por el Banco de Guatemala, correspondiente al trimestre de compras.". Así para el presente ajuste, se expone la tasa de mora que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica calculó para que sea aplicada por la Distribuidora durante el trimestre del **1 de noviembre de 2024 al 31 de enero de 2025**:

MES	TASA ANUAL
jul-24	12.38%
ago-24	12.44%
sep-24	12.51%
Tasa Promedio	12.44%

Tasa de Interés por Mora	0.982118%
---------------------------------	------------------

C) Cargos por potencia de la Tarifa BTS

Para el trimestre del **1 de noviembre al 31 de enero del 2025**, los cargos por potencia de la tarifa BTS, BTSA, AP, APPN y VSC de EEGSA son los siguientes:

BTS

Concepto	Monto	Dimensional
Energía	1.090192	Q/kWh
Potencia	0.368826	Q/kWh
Tarifa total	1.459018	Q/kWh

BTSA

Concepto	Monto	Dimensional
Energía	1.090357	Q/kWh
Potencia	0.296282	Q/kWh
Tarifa total:	1.386639	Q/kWh

AP

Concepto	Monto	Dimensional
Energía	1.083008	Q/kWh
Potencia	0.518882	Q/kWh
Tarifa total	1.601890	Q/kWh

APPN

Concepto	Monto	Dimensional
Energía	1.083008	Q/kWh
Potencia	0.518882	Q/kWh
Tarifa total	1.601890	Q/kWh

VSC

Concepto	Monto	Dimensional
Energía:	1.086116	Q/kWh
Potencia:	0.267068	Q/kWh
Tarifa total:	1.353184	Q/kWh

D) Ajuste Semestral:

Con base en lo estipulado en los numerales II.IV.26 y II.IV.27 de la Resolución CNEE-259-2023, se procedió al cálculo del ajuste de cada uno de los cargos especificados en dichos numerales de la mencionada resolución, como se expone a continuación:

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

De acuerdo a la formulación y especificaciones contenidas en el numeral 68 de la Resolución CNEE-259-2023, se procedió al cálculo del ajuste a los Cargos por Distribución para la Tarifa No Social de EEGSA:

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

$$FACD_{BT} = \left(PD_{CD,BT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot \frac{PPI_N}{PPI_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,BT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) - \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}}$$

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

CONCEPTO	VALOR
PD _{CD,BT}	78.290454%
TC _N	Q7.723480
TC ₀	Q7.719120
PPI _N	260.26
PPI ₀	246.48
FAA	1.00
PIPC _{CD,BT}	21.709546%
IPC _N	176.750
IPC ₀	153.200
K _{CD,N}	1.00
FACD_{BT}	1.077608

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

$$FACD_{MT} = \left(PD_{CD,MT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot \frac{PPI_N}{PPI_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,MT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) - \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}} + \frac{Cuota}{CD_{0,MT} \sum D_{max_{m,MT}}}$$

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

CONCEPTO	VALOR
PD _{CD,MT}	72.652920%
TC _N	Q7.72348
TC ₀	Q7.71912
PPI _N	260.26
PPI ₀	246.48
FAA	1.00
PIPC _{CD,MT}	27.347080%
IPC _N	176.75
IPC ₀	153.20
K _{CD,N}	1.00
Cuota	13,880,628.21
CD _{0,MT}	36.28
ΣmDmax _{m,MT}	5,730,981.18
FACD_{MT}	1.149854

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

De acuerdo a la formulación y especificaciones contenidas en el numeral II.IV.26 de la Resolución CNEE-259-2023, se procedió al cálculo del ajuste a los Cargos de Consumidor para la Tarifa No Social de EEGSA:

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

$$FACF_{BT} = \left(PD_{CF,BT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot \frac{PPI_N}{PPI_0} \cdot FAA + PIPC_{CF,BT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) - \frac{1 - K_{CF,N}}{K_{CF,N}}$$

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

CONCEPTO	VALOR
PD _{CF,BT}	72.563739%
TC _N	Q7.723480
TC ₀	Q7.719120
PPI _N	260.26
PPI ₀	246.48
FAA	1.00
PIPC _{CF,BT}	27.436261%
IPC _N	176.75
IPC ₀	153.20
K _{CF,N}	1.00
FACFBT	1.083176

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

$$FACF_{MT} = \left(PD_{CF,MT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot \frac{PPI_N}{PPI_0} \cdot FAA + PIPC_{CF,MT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) - \frac{1 - K_{CF,N}}{K_{CF,N}}$$

El cálculo del ajuste este cargo, es el siguiente:

CONCEPTO	VALOR
PDCF _{MT}	72.563739%
TC _N	7.72348
TC ₀	7.71912
PPIN	260.263
PPlo	246.483
FAA	1.00
PIPCCF _{MT}	27.436261%
IPC _N	176.75
IPC ₀	153.20
KCF _N	1.00
FACF_{MT}	1.083176

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

De acuerdo a la formulación y especificaciones contenidas en el numeral II.IV.27 de la Resolución CNEE-259-2023, se procedió al cálculo del ajuste a los Cargos por Corte y Reconexión para la Tarifa No Social de EEGSA:

$$FACACYR_m = \frac{IPC_m}{IPC_0}$$

El cálculo del ajuste a estos cargos, es el siguiente:

CONCEPTO	VALOR
IPC _N	176.75
IPC ₀	153.20
FACACYR_m	1.153721

Con base en el ajuste anterior, es posible determinar que los cargos por corte y reconexión quedan con los siguientes valores:

CONCEPTO	VALOR Q
CACYR _{BTS_m} (Quetzales)	226.32
CACYR _{BTB_BTTH_m} (Quetzales)	330.82
CACYR _{MTD_MTH_m} (Quetzales)	751.22

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 14 horas con 15 minutos del día 31 de octubre de 2024, en **6a. Avenida 8-14 zona 1, Segundo Nivel, Ciudad de Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución **CNEE-257-2024** de fecha **29 de octubre de 2024**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima -EEGSA-**, por medio de cédula de notificación que entrego a Emerson SOSA, quien de enterado

SI (☒) – NO (☐) firma. DOY FE.



f. soyo _____

Notificador

CNEE
Carlos Soyos
Mensajero Notificador

Res. GJ-ProyResolDir-4779

Exp. GTTA-24-148

WV