

PLIEGO TARIFARIO PARA EL PERÍODO DEL 1 DE MAYO AL 31 DE JULIO DE 2015

Baja Tensión Simple (BTS)		
Cargo Unitario por Consumidor	13.467805	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.197476	Q / kWh
Baja Tensión con Demanda en Punta (BDTP)		
Cargo Unitario por Consumidor	309.759502	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	0.779116	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	45.740423	Q / kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	47.787268	Q / kW-mes
Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BDTFP)		
Cargo Unitario por Consumidor	309.759502	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	0.779116	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	31.790567	Q / kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	32.076764	Q / kW-mes
Baja Tensión Horaria (BTH)		
Cargo Unitario por Consumidor	309.759502	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía en Punta	0.779116	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía Intermedia	0.779116	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía en Valle	0.779116	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	30.165193	Q / kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	51.340400	Q / kW-mes
Media Tensión con Demanda en Punta (MDTP)		
Cargo Unitario por Consumidor	1.077.424355	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	0.700731	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	31.283901	Q / kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	18.288853	Q / kW-mes
Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MDTFP)		
Cargo Unitario por Consumidor	1.077.424355	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	0.700731	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	37.981620	Q / kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	22.914333	Q / kW-mes
Media Tensión Horaria (MTH)		
Cargo Unitario por Consumidor	1.077.424355	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía en Punta	0.700731	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía Intermedia	0.700731	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía en Valle	0.700731	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	41.698959	Q / kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	25.157006	Q / kW-mes
Tarifa de Alumbrado Público (AP)		
Cargo Unitario por Energía	1.243509	Q / kWh
Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT)		
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0.092685	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0.092685	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0.092685	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	89.032466	Q / kW-mes
Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT)		
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0.019865	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0.019865	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0.019865	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	26.662931	Q / kW-mes

Cargo Unitario por Consumidor	1.077.424355	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía en Punta	0.700731	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía Intermedia	0.700731	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía en Valle	0.700731	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	41.698959	Q / kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	25.157006	Q / kW-mes
Tarifa de Alumbrado Público (AP)		
Cargo Unitario por Energía	1.243509	Q / kWh
Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT)		
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0.092685	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0.092685	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0.092685	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	89.032466	Q / kW-mes
Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT)		
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0.019865	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0.019865	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0.019865	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	26.662931	Q / kW-mes

54. La Tasa de Interés por mora, a aplicar en el trimestre comprendido del 01 de mayo al 31 de julio de 2015, por la Distribuidora es de:

Tasa de interés por mora	1.059623%
--------------------------	-----------

55. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el Semestre comprendido del 01 de mayo de 2015 al 31 de octubre de 2015 son los siguientes:

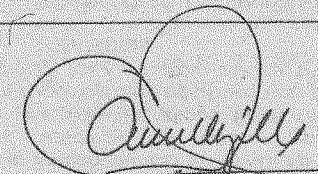
	Valor	Unidad	Descripción
CACYR _{BTS_m}	122.71	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Baja Tensión Simple.
CACYR _{BDT-BTH_m}	368.12	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BDT, BDTFP, BTH.
CACYR _{MDT-MTH_m}	1,104.37	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías MDT, MDTFP, MTH.

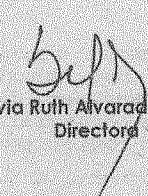
II. La Distribuidora está obligada a entregar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cualquier información que se le solicite, para verificar el cumplimiento de los términos, condiciones y precios contenidos en la presente Resolución.

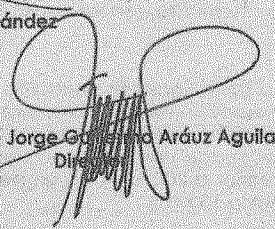
III. Para el caso del monto máximo del Peaje en Función de Transportista, que la Distribuidora puede cobrar, se establecen los precios y procedimientos contenidos en la presente Resolución.

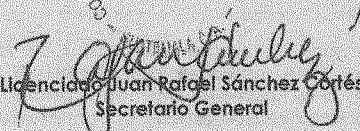
IV. La presente resolución, entrará en vigencia el uno de mayo de dos mil quince.

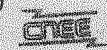
PUBLÍQUESE.-


 Licenciada Carmen Urizar Hernández
 Presidente


 Licenciada Silvia Ruth Alvarado Silva de Cordova
 Directora


 Licenciado Jorge Guillermo Aráuz Aguilar
 Director


 Licenciado Juan Rafael Sánchez Cortés
 Secretario General


 Lic. Juan Rafael Sánchez Cortés
 Secretario General
 Comisión Nacional de Energía Eléctrica

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESOLUCIÓN CNEE-150-2015

Guatemala, 20 de abril de 2015

LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que el artículo 4 de la Ley General de Electricidad, establece que es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, en materia de su competencia e imponer sanciones a los infractores; velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias; definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación de acuerdo a la ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas.

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad en el artículo 6 y 59, establece que están sujetos a regulación los precios del suministro de electricidad que se presta a los usuarios del servicio de distribución final. El artículo 61 de la misma ley estipula que, las tarifas a usuarios del servicio de distribución final deberán ser determinadas por la Comisión; asimismo, los artículos 74, 77 y 78 de la Ley General de Electricidad, establecen que cada distribuidor deberá calcular los componentes del Valor Agregado de Distribución -VAD-, mediante un estudio encargado a una firma de ingeniería precalificada por la Comisión, y que los Términos de Referencia del Estudio del VAD, serán elaborados por la Comisión, la que tendrá derecho a supervisar el avance de dichos estudios, conforme al procedimiento contenido tanto en la ley como en el reglamento de la misma; VAD que juntamente con los precios de adquisición de energía será utilizado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para estructurar un conjunto de tarifas para cada distribuidor, siendo revisada por la Comisión, la metodología para la determinación de las tarifas cada cinco (5) años.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 71 de la Ley General de Electricidad estipula que las tarifas a consumidores finales del servicio de distribución final, serán calculadas por la Comisión y que el Reglamento de la Ley General de Electricidad en los artículos 80 y 95 establece que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica cada cinco años fijará las tarifas, sus fórmulas de ajuste, las estructuras tarifarias, así como los cargos por corte y reconexión para usuarios del servicio de distribución final, los cuales tendrán una vigencia de cinco años; y toda vez que el actual pliego tarifario de la Empresa Eléctrica Municipal de Jalapa está por vencer, es necesario poner en vigencia uno nuevo.

CONSIDERANDO:

Que la Ley de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, preceptúa que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá emitir y determinar las normas, metodología, procedimientos y fuente energética necesarios para la implementación de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica y que cualquier otro aspecto se registrará por la Ley General de Electricidad y sus reglamentos; la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, en sus componentes de potencia y energía, será calculada como la suma del precio de compra de la energía eléctrica, referido a la entrada de la red de distribución y del Valor Agregado de Distribución -VAD-; el precio de compra de la energía eléctrica por parte del distribuidor que se reconozca en la tarifa debe reflejar estrictamente la condición obtenida en la licitación abierta según lo establece el artículo 3 de la citada ley, debiendo la Comisión Nacional de Energía Eléctrica publicar el pliego tarifario respectivo.

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica aprobó el Estudio Tarifario, que sirve de base para emitir el pliego tarifario de la Empresa Eléctrica Municipal de Jalapa, en cumplimiento a lo establecido en los artículos 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado, la normativa citada, en ejercicio de las facultades y atribuciones que le confiere la Ley General de Electricidad y lo preceptuado en los artículos 92, 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, que indican que se debe emitir y publicar un pliego tarifario.

RESUELVE:

1. Fijar las tarifas base, sus valores máximos y las fórmulas de ajuste periódico, así como las condiciones generales de aplicación tarifaria, para todos los consumidores del Servicio de Distribución Final de la Tarifa Social, en adelante "Usuarios", que atiende la Empresa Eléctrica Municipal de Jalapa, en adelante "La Distribuidora", para el período comprendido del uno de mayo de dos mil quince al treinta de abril de dos mil veinte, de conformidad con los siguientes puntos:

CONDICIONES GENERALES:

1. La Tarifa Social es una tarifa especial con carácter social, aplicada al suministro de energía eléctrica, dirigida a usuarios regulados conectados en baja tensión sin cargo por demanda, de acuerdo a lo definido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento. Se reconoce como Usuario de Tarifa Social a todo usuario que consuma la cantidad igual o inferior a 300 kWh en un período de facturación mensual o consumo promedio diario de hasta 10 kWh.
2. Se reconoce como Usuario, conforme al artículo 6 de la Ley General de Electricidad, al titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica. Únicamente el Usuario o su representante legal podrá ampliar, renegociar, modificar o formular reclamos relacionados con el servicio contratado.
3. El servicio de suministro eléctrico temporal es aquel cuya duración es menor de 1 año y que, de prolongarse, deberá ser reemplazado por un servicio permanente. Para este servicio, la Distribuidora podrá cobrar por anticipado, conforme a la tarifa correspondiente y el presupuesto elaborado para la instalación. Al término del servicio temporal, la Distribuidora deberá retirar todos los materiales y equipos que se utilizaron, devolviendo al Usuario el costo de los materiales y equipos recuperados y que puedan ser nuevamente utilizados por la Distribuidora.
4. La acometida total y todos los equipos de medición (medidor, transformadores de corriente, transformadores de tensión, conectores, cable de acometida, etc.) serán suministrados por la Distribuidora sin costo para el Usuario. A partir de dicho punto todas las instalaciones interiores serán efectuadas por cuenta y bajo la responsabilidad del Usuario. La reposición de los equipos de medición causada por daños ajenos al deterioro natural u obsolescencia de los mismos correrá por cuenta del Usuario, salvo que los mismos sean causados por la Distribuidora o empresas contratadas por ésta, en cuyo caso se exonerará al Usuario. La Distribuidora tiene obligación de instalar precintos a todos los medidores, previa revisión de la instalación y guardar registro de todos los precintos instalados, identificando cuadrilla que instaló y personal de la distribuidora responsable de la instalación.
5. Para los efectos de facturación, el período será mensual o bimensual, a cuyo término se elaborará la correspondiente factura, siendo el pago exigible dentro de los 30 días siguientes a su fecha de emisión. La Distribuidora, conforme al artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y en función de sus características comerciales propias, podrá solicitar la aprobación a la Comisión, para efectuar la medición de los parámetros requeridos para su facturación, en períodos mayores a los anteriormente establecidos.
6. 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 intereses por mora. La tasa de interés 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. No se deberá adicionar ningún otro cargo debido al atraso.

Conforme a lo establecido en el artículo 50 de la Ley General de Electricidad, la desconexión del servicio la podrá ejecutar la Distribuidora, únicamente en los siguientes casos: (i) En el caso que el Usuario tenga pendiente el pago de Servicio de Distribución Final de dos o más facturaciones, previa notificación, y hayan transcurrido los treinta días de la emisión de la segunda factura; (ii) En el caso que el Usuario consuma energía sin aprobación de la Distribuidora; o (iii) En el caso de alteración de las condiciones del suministro por parte del Usuario. Posterior al corte del servicio, la Distribuidora no deberá seguir facturando al Usuario.

7. La reconexión se realizará una vez que desaparezcan las causas que originaron la suspensión del servicio. Para el restablecimiento del suministro se aplicará lo establecido en el artículo 110 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.
8. Respecto a la Garantía de Pago se deberá aplicar lo establecido en el artículo 94 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, por lo cual, la Distribuidora no deberá exigir fiador.
9. El pago de la factura por servicio se deberá realizar en agencias comerciales o en los lugares señalados por la Distribuidora. Se deberá comunicar a los Usuarios sobre los lugares autorizados para efectuar los pagos.
10. La factura deberá incluir únicamente los cargos que estén directamente relacionados con el suministro del servicio de energía eléctrica; asimismo conforme lo establecido en el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, se podrán adicionar los montos por tasas e

impuestos de Ley, no considerados en el cálculo de las tarifas y relacionados directamente con el suministro.

11. Conforme lo establecido en el artículo 105 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se establece el costo de falla que debe ser considerado en el cálculo de indemnizaciones a usuarios finales de distribución cuando se superen los indicadores de calidad indicados en la Normas Técnicas del Servicio de Distribución - NTSD, este costo de diez (10) veces la tarifa BTS vigente en la ciudad de Guatemala a la fecha referencia, correspondiente al primer día del período de control.

12. Definiciones de los Cargos, según el artículo 89 del Reglamento de la Ley General de Electricidad:

Cargo Unitario por Consumidor (CF): el cargo asociado a los costos de explotación de la Distribuidora por nivel de tensión.

Cargo Unitario por Energía (CE):

Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica del Usuario.

PRECIOS BASE

13. Los precios base de compra de potencia y energía a la entrada de la red de distribución conforme a lo establecido en el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, serán aprobados por la Comisión para cada año estacional. Para el estacional vigente, período del 01 mayo de 2015 al 30 de abril del 2016, los precios base serán los siguientes:

Precio	Valores Base	Unidades	Definición
PPSTTS	57.063540	Q/kW-mes	Precio Base de Potencia Tarifa Social
PESTTS	0.568690	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Social

COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD

14. Las componentes de Costos del VAD (CCVAD) son las siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CDBT	54.522865	Q/kW- mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
CDMT	26.171605	Q/kW- mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión

CARGOS BASE DE CONSUMIDOR

15. El Cargo Base de Consumidor (CF) es:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CFBTS ₀	12.524509	Q / Usuario -mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Tarifa Social

PARÁMETROS TARIFARIOS (PTE)

16. Los Componentes de Pérdidas del VAD o Factores de Pérdidas resultantes del Estudio Tarifario son los siguientes:

Cargo	Valor	Definición
FPEBT	1.104146	Factor de Pérdidas de Energía, Baja Tensión
FPEMT	1.029241	Factor de Pérdidas de Energía, Media Tensión
FPPBT	1.129769	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión
FPPBT_MT	1.129769	Factor de Pérdidas de Potencia en Baja Tensión, coincidente con la Red de Media Tensión
FPPMT	1.035837	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión
FPPBT _{TS}	1.129769	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión, Tarifa Social
FPPMT _{TS}	1.035837	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión, Tarifa Social

17. Constantes resultantes del Estudio de Caracterización de la Carga:

Categoría	NHU	FCRedBT	FCRedMT
BTSS	403.532711	1.000000	1.000000

18. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

	PUNTA	INTERMEDIA	VALLE
%Ea18TS	33.663097%	47.740901%	18.596003%

19. Factores de Ajuste de Potencia

Factor	Valor	Descripción
FAPo18TS	0.900308	Factor de Ajuste de Potencia, Tarifa Social
FABT	1.093655	Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión
FAMT	1.094425	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión

ESTRUCTURA TARIFARIA

20. Cargo Fijo:

CARGO FIJO POR USUARIO (CFBTS_n)

$$CFBTS_n = CFBTS_o * FACF_{BT}$$

21. Tarifa Social (BTSS):

CARGO UNITARIO POR ENERGÍA (CE)

$$CE_{BTSS} = PESTTS * FPEBT * FPENT + PPSTTS * FAPoITS * \frac{FCRedMT_{BTSS} * FPPBTSS * FPPMTTS}{NHU_{BTSS}} + CDBT * FACD_{BT} * FABT * \frac{FCRedBT_{BTSS} * FPPBT}{NHU_{BTSS}} + CDMT * FACD_{MT} * FAMT * \frac{FCRedMT_{BTSS} * FPPBT_{MT} * FPPMT + AT_n}{NHU_{BTSS}}$$

22. Cargo por Corte y Reconexión (CACYR):

El cargo por reconexión es el aplicado para la reposición del servicio, de conformidad con el artículo 93 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, a todo consumidor que haya sido sancionado con el corte del suministro de conformidad con la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

$$CACYR_{BTSS_m} = FACACYR_m * CACYR_{BTSS_o}$$

Donde:

CACYR_{BTSS_m}	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para los usuarios de la Tarifa Social
FACACYR_m	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión
CACYR_{BTSS_o}	Cargo Base por Corte y Reconexión, para los usuarios de la Tarifa Social

Los Cargos Base por Corte y Reconexión son los siguientes:

	Valor	Unidad	Descripción
CACYR_{BTSS_o}	110.19	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Tarifa Social

FÓRMULAS DE AJUSTE

23. Ajuste Trimestral:

Conforme al artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, cada tres meses se calculará la diferencia entre el precio medio de compra de potencia y energía y el precio medio correspondiente calculado inicialmente, para ser trasladados a tarifas de distribución, conforme lo siguiente:

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

Donde:

CCPR_n	Costos de Compra de Potencia Reales de la Distribuidora en el trimestre n para la demanda de Tarifa Social, calculados en la entrada de la red de distribución.
CP_i	Costos de Potencia para el mes i del trimestre n para abastecer la demanda de potencia de la Tarifa Social. En este concepto deben incluirse los costos asociados o determinados en función de la Potencia o Demanda Firme, cuyo traslado a tarifas sea aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

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

Donde:

CCER_n	Costos de Compra de Energía Reales de la Distribuidora en el trimestre n para los consumos de Tarifa Social, calculados en la entrada de la red de distribución.
CE_i	Costos de Energía para el mes i del trimestre n para abastecer la demanda de energía de la Tarifa Social. En este concepto deben incluirse los costos asociados o determinados en función de la Energía, cuyo traslado a tarifas sea aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

$$APP_n = CCPR_n - \sum_{i=1}^3 (EF_{i+1} * PTP_{i+1} * PFP_{i+1})$$

Donde:

APP_n	Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n
CCPR_n	Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre n
EF_{i+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTP_{i+1}	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1. Se aplican a la energía facturada.
PFP_{i+1}	Precio Base Facturado de Potencia en el mes i+1

$$APE_n = CCER_n - \sum_{i=1}^3 (EF_{i+1} * PTE_{i+1} * PFE_{i+1})$$

Donde:

APE_n	Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n
CCER_n	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n
EF_{i+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTE_{i+1}	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1.
PFE_{i+1}	Precio Base Facturado de Energía en el mes i+1

$$APO_n = \sum COR_n$$

Donde:

APO_n	Ajuste por Pago de Otros Costos Reales en el trimestre n correspondientes a la Tarifa Social
COR_n	Costos Reales en el trimestre n, correspondientes a la Cuota por Administración y Operación del Mercado Mayorista, cargo por servicios de operación del sistema del Ente Operador Regional (EOR) y cargo por regulación del MER de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), esto con base en lo establecido en la Ley General de Electricidad, el Reglamento de la Ley General de Electricidad y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

El saldo no ajustado en el trimestre n se calcula como:

$$SNA_n = APP_{n-1} + APE_{n-1} + APO_{n-1} + SNA_{n-1} - APENR_{n-1} - APPNR_{n-1} - AT_{n-1} * EF_{n-1}$$

Donde:

SNA_{n-1}	Saldo No Ajustado en el trimestre n correspondiente a la Tarifa Social
n-1	Trimestre anterior al que está siendo calculado

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

Donde:

AT_n	Ajuste Trimestral en el trimestre n correspondiente a la Tarifa Social
MR_{n+1}	Monto a recuperar en el trimestre n+1 correspondiente a la Tarifa Social
EP_{n+1}	Cantidad de energía prevista facturar en el trimestre n correspondiente a la Tarifa Social (kWh)
APENR_n	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas en el trimestre n
APPNR_n	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas en el trimestre n

24. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía No Reconocidas:

Trimestralmente se calculará un ajuste por pérdidas de energía no reconocidas de la manera siguiente:

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

Donde:

APENR^{TS}_n	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
MPRE^{TS}_n	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
MPAE^{TS}_n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n

$$MPRE^{TS}_n = CCER_n^{TS} * PRE_n$$

Donde:

MPRE^{TS}_n	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
CCER^{TS}_n	Costos de Compra de Energía Reales de las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APE.

$$PRE_n = \left(\frac{CED_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{nTarTOT} (EF_{i,j+1} * PTE'_{i,j+1})}{CED_n} \right)$$

Donde:

PRE_n	Porcentaje de Pérdidas Reales de Energía Tarifa Social y Tarifas No Sociales, en el trimestre n
CED_n	Cantidades de Energía Totales correspondientes a los bloques de Tarifa Social y Tarifas No Sociales, compradas en el trimestre n por la Distribuidora
ntarTOT	Tipos de tarifas existentes, donde t= Tarifa Social (TS), Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).
EF_{i,t+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTE'_{i,t+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con radica en que en para PTE' _{i,t+1} los factores por pérdidas de energía se igualan a 1

$$MPAE^{TS}_n = \sum_{i=1}^3 (EF_{i,t+1} \cdot PTE'_{i,t+1} \cdot PE_i)$$

Donde:

MPAE^{TS}_n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
EF_{i,t+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de la Tarifa Social. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
PTE'_{i,t+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con PTE' _{i,t+1} radica en que para PTE' _{i,t+1} los factores por pérdidas de energía totales se calculan como (PTE' _{i,t+1} - 1)
PE_i	Precio de compra de energía promedio, para el mes i del trimestre n (Tarifa Social). En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APE _n y la energía considerada en CED _n .

El **APENR^{TS}_n** se incluirá en el cálculo del AT, de acuerdo a las condiciones siguientes:

- Si $MPRE^{TS}_n - MPAE^{TS}_n \leq 0 \rightarrow APENR^{TS}_n = 0$
- Si $MPRE^{TS}_n - MPAE^{TS}_n > 0 \rightarrow APENR^{TS}_n = MPRE^{TS}_n - MPAE^{TS}_n$

25. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Potencia No Reconocidas

Trimestralmente se calculará un ajuste por pérdidas de potencia no reconocidas de la manera siguiente:

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

Donde:

APPNR^{TS}_n	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
MPRP^{TS}_n	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
MPAP^{TS}_n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n

$$MPRP^{TS}_n = CCPR^{TS}_n \cdot PRP_n$$

Donde:

MPRP^{TS}_n	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
CCPR^{TS}_n	Costos de Compra de Potencia Reales de los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APP.

$$PRP_n = \left(\frac{CPD_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarD} (DF_{i,t+1} \cdot PTP'_{i,t+1}) - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarTOT} (EF_{i,t+1} \cdot PTP'_{i,t+1})}{CPD_n} \right)$$

Donde:

PRP_n	Porcentaje de Pérdidas Reales de Potencia en el trimestre n
CPD_n	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de la Distribuidora, correspondiente a los bloques de Tarifa Social y Tarifas No Sociales de la Distribuidora (en kW), de acuerdo a lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista y las demandas de los sistemas aislados, para el trimestre n.
ntarD	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).

DF_{i,t+1}	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
PTP'_{i,t+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t (Tarifa Social y Tarifas No Sociales). La diferencia con PTP' _{i,t+1} radica en que para PTP' _{i,t+1} los factores por pérdidas de potencia se igualan a 1
ntarTOT	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP) y Tarifa Social (BTSS).
EF_{i,t+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).

$$MPAP^{TS}_n = \sum_{i=1}^3 (EF_{i,t+1} \cdot PTP'_{i,t+1} \cdot PP_i)$$

Donde:

MPAP^{TS}_n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia en la Tarifa Social, en el trimestre n
EF_{i,t+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTP'_{i,t+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1. La diferencia con PTP' _{i,t+1} radica en que para PTP' _{i,t+1} los factores por pérdidas de potencia totales se calculan como (PTP' _{i,t+1} - 1)
PP_i	Precio de compra de potencia promedio de la Tarifa Social para el mes i del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APP _n y las demandas máximas consideradas en CPD _n .

El **APPNR^{TS}_n** se incluirá en el cálculo del AT, de acuerdo a las condiciones siguientes:

- Si $MPRP^{TS}_n - MPAP^{TS}_n \leq 0 \rightarrow APPNR^{TS}_n = 0$
- Si $MPRP^{TS}_n - MPAP^{TS}_n > 0 \rightarrow APPNR^{TS}_n = MPRP^{TS}_n - MPAP^{TS}_n$

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

Los Cargos por Distribución (CD) por nivel de tensión, se ajustarán semestralmente, según la fórmula siguiente:

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

Donde:

FACD_{BT}	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión (CDBT)
PD_{CD,BT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDBT igual a 43.755035%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banquat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2011, igual a 7.81083 Q/ US\$
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
PIPC_{CD,BT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT igual a 56.244965%
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República, publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República, publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2011, igual a 106.20
K_{CD,N}	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1

$$FACD_{MT} = \left(PD_{CD,MT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,MT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) \cdot \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}} + \frac{Cuota}{CDMT \sum D_{max,n,MT}}$$

Donde:

FACD_{MT}	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión (CDMT)
PD_{CD,MT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDMT igual a 38.989090%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banquat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2011, igual a 7.81083 Q/ US\$
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
PIPC_{CD,MT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a 61.010910%
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2011, igual a 106.20
K_{CD,N}	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1
Cuota	Monto pagado por la Distribuidora a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en concepto del aporte establecido en el artículo 5 de la Ley General de Electricidad, correspondiente a los últimos seis meses anteriores a la fecha del ajuste
CDMT	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión

Dmax_{m,MT} Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de La Distribuidora (en kW), registrada por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista, y las demandas de los sistemas aislados, para los seis meses anteriores a la fecha del ajuste; ésta incluye la demanda de todos los usuarios conectados a la red de la Distribuidora.

$$FAA = FP_{Ap} \frac{1+Ap_N}{1+Ap_0} + FP_{Ac} \frac{1+Ac_N}{1+Ac_0} + FP_{Ah} \frac{1+Ah_N}{1+Ah_0} + FP_{Ae} \frac{1+Ae_N}{1+Ae_0} + FP_{At} \frac{1+At_N}{1+At_0}$$

Donde:

FAA	Factor de Ajuste Arancelario
FP_{Ap}	Factor de ponderación del arancel del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 25.60%
Ap_N	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha de ajuste
Ap₀	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2011, igual a 15.0%
FP_{Ac}	Factor de ponderación del arancel del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 19.45%
Ac_N	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
Ac₀	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2011, igual a 10.0%
FP_{Ah}	Factor de ponderación del arancel de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 17.76%
Ah_N	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
Ah₀	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2011, igual a 5.0%
FP_{Ae}	Factor de ponderación del arancel del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 1.00%
Ae_N	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
Ae₀	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2011, igual a 0.0%
FP_{At}	Factor de ponderación del arancel del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 36.19%
At_N	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior al que se efectúe el ajuste
At₀	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2011, igual a 0.0%

27. Ajuste Semestral de los Cargos de Consumidor (CF):

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

Donde:

FACF_{BT}	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT
PD_{CF,BT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en BT, igual a 28.368794%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2011, igual a 7.81083 Q/ US\$
PIPC_{CF,BT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de BT, igual a 71.631206%
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2011, igual a 106.20
K_{CF,N}	Factor de reducción del CF en el período "N" igual a 1

28. Ajuste Semestral del Cargo por Corte y Reconexión:

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

Donde:

FACACYR_m	Factor de ajuste del cargo por corte y reconexión en el semestre m
IPC_m	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2011, igual a 106.20

29. Ajuste Anual de los Precios Base:

Conforme lo establecido en el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, con base a los precios de compra de energía de la Distribuidora por Banda Horaria, la Comisión podrá determinar que el Precio Base de Energía se pondere por Bandas Horarias, de la manera siguiente:

$$PE_{TS} = PE_{PUNTA} * \%E_{TS}^{PUNTA} + PE_{INTERMEDIA} * \%E_{TS}^{INTERMEDIA} + PE_{VALLE} * \%E_{TS}^{VALLE}$$

Donde:

PE_{TS}	Precio Base de Energía de la Tarifa Social
PE_{PUNTA}	Precio de Compra de la Energía de La Distribuidora, en la Banda Horaria de Punta
%E_{TS}^{PUNTA}	Ponderador de Consumo de Energía de la Tarifa Social, en la Banda Horaria de Punta
PE_{INTERMEDIA}	Precio de Compra de la Energía de La Distribuidora, en la Banda Horaria Intermedia
%E_{TS}^{INTERMEDIA}	Ponderador de Consumo de Energía de la Tarifa Social, en la Banda Horaria Intermedia
PE_{VALLE}	Precio de Compra de la Energía de La Distribuidora, en la Banda Horaria de Valle
%E_{TS}^{VALLE}	Ponderador de Consumo de Energía de la Tarifa Social, en la Banda Horaria de Valle

AJUSTES AL 31 DE MARZO DE 2015

30. Ajuste Trimestral, Trimestre Mayo - Julio 2015:

El Ajuste Trimestral a aplicar del 01 de mayo al 31 de julio de 2015, es de:

	Valor	Unidades	Definición
AT_n	-0.060812	Q / kWh	Ajuste Trimestral Tarifa Social

31. Factores de Ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de marzo 2015:

Los factores de ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de marzo de 2015, son los siguientes:

Factor de Ajuste	Valor	Definición
FACD_{BT}	1.054573	Factor de Ajuste del CDBT al 31 de marzo de 2015
FACD_{MT}	1.123426	Factor de Ajuste del CDMT al 31 de marzo de 2015
FACF_{BT}	1.075316	Factor de Ajuste de CFBS ₀ al 31 de marzo de 2015
FACACYR_m	1.113559	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 31 de marzo de 2015

Estos factores estarán vigentes para el periodo comprendido del 01 de mayo de 2015 al 31 de octubre de 2015.

PLIEGO TARIFARIO PERÍODO DEL 1 DE MAYO AL 31 DE JULIO 2015

Baja Tensión Simple Social (BTSS)		
Cargo Unitario por Consumidor	13.467805	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.003826	Q / kWh

32. La Tasa de Interés por mora, a aplicar en el trimestre comprendido del 1 de mayo al 31 de julio de 2015, por la Distribuidora es de:

Tasa de interés por mora	1.059623%
--------------------------	-----------

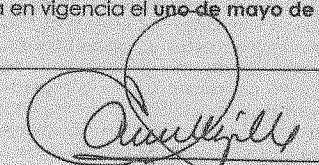
33. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el semestre comprendido del 01 de mayo de 2015 al 31 de octubre de 2015 son los siguientes:

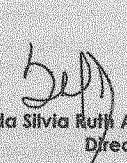
	Valor	Unidad
CACYR_{BTSS,m}	122.71	Quezales

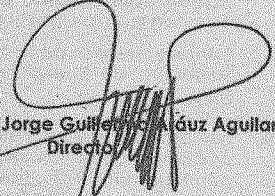
II. La Distribuidora está obligada a entregar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cualquier información que se le solicite, para verificar el cumplimiento de los términos, condiciones y precios contenidos en la presente Resolución.

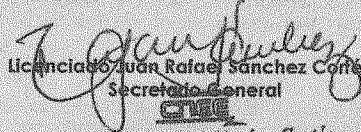
III. La presente resolución, entrará en vigencia el uno de mayo de dos mil quince.

PUBLÍQUESE.-


Licenciada Carmen Urizar Hernández
 Presidente


Licenciada Silvia Ruth Alvarado Silva de Córdoba
 Directora


Licenciado Jorge Guillermo Méndez Aguilera
 Director


Licenciado Juan Rafael Sánchez Cortés
 Secretario General

Lic. Juan Rafael Sánchez Cortés
 Secretario General
 Comisión Nacional de Energía Eléctrica