

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA



**ANÁLISIS DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS EN EL
SALVADOR Y SU COMPARACIÓN CON LOS PAISES
CENTROAMERICANOS**

PRESENTADO POR:

MORÁN ORTIZ, MARVIN ERNESTO

SERMEÑO LINARES, JONATHAN JOSUÉ

PARA OPTAR AL TITULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, JUNIO 2021

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR:

MSC. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO

SECRETARIO GENERAL:

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCON SANDOVAL

FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA

DECANO:

PHD. EDGAR ARMANDO PEÑA FIGUEROA

SECRETARIO:

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA

DIRECTOR:

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Título:

**ANÁLISIS DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS EN EL
SALVADOR Y SU COMPARACIÓN CON LOS PAISES
CENTROAMERICANOS.**

Presentado por:

**MARVIN ERNESTO MORÁN ORTIZ
JONATHAN JOSUÉ SERMEÑO LINARES**

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

ING. ANA MARÍA FIGUEROA DE MUNGUÍA

SAN SALVADOR, JUNIO 2021

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

ING. ANA MARÍA FIGUEROA DE MUNGUÍA

NOTA Y DEFENSA FINAL

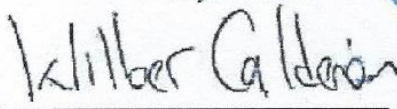
En esta fecha, martes 20 de abril de 2021, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 2:00 p.m. horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. Armando Martínez Calderón
Director


Firma



2. MSc. José Wilber Calderón Urrutia
Secretario

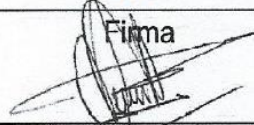

Firma

Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

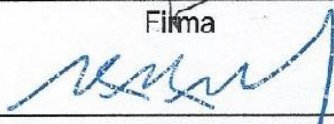
- ING. ANA MARIA FIGUEROA DE MUNGUIA
(Docente Asesor)


Firma

- MSC. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS


Firma

- ING. JOSE ROBERTO RAMOS LOPEZ


Firma

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

ANÁLISIS DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS EN EL SALVADOR Y SU COMPARACIÓN CON
LOS PAISES CENTROAMERICANOS

A cargo de los Bachilleres:

- MARVIN ERNESTO MORÁN ORTIZ
- JONATHAN JOSUÉ SERMEÑO LINARES

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final:

9.0

(Nueve punto cero)

DEDICATORIA

Agradecer a Dios primero por permitirme culminar mis estudios universitarios, por darme inteligencia, sabiduría, paciencia y salud, y sobre todo haberme cuidado hasta el final.

A mis padres Jaime Ernesto Sermeño de la Peña y Guadalupe Delurdy Linares Sermeño y mi hermana Keren Alexandra Sermeño Linares por todo su amor, esfuerzo, sabiduría y ser mi apoyo siempre en cada momento que lo necesite, por haber confiado en mí y darme la oportunidad de estudiar y poder ser una persona de bien que aporte positivamente a la sociedad salvadoreña.

A mis abuelos José Teodoro Linares, Teresa María Linares y Jorge Alberto Sermeño por el apoyo que me ha brindado durante la carrera.

A mis amigos y compañeros universitarios de mi carrera, otras ingenierías y diferentes facultades, gracias por los buenos tiempos, consejos y palabras de ánimo. Por haber estado conmigo desde el inicio.

A la Ing. Ana María Figueroa habernos asesorado y ayudarnos en este trabajo de graduación, también a agradecerle a la secretaria de la Escuela de Ingeniería Eléctrica Reina Vides por su ayuda desde que llegamos a la escuela, también un agradecimiento a todos los docentes, quienes nos impartieron clases, que su ocupación verdadera es formar profesionales de bien para nuestra sociedad.

Jonathan Josué Sermeño Linares

DEDICATORIA

A DIOS TODO PODEROSO; por estar siempre presente y brindarme la sabiduría, dedicación y salud necesaria para sobrepasar los obstáculos de este interminable camino.

A MIS PADRES; Hugo Ernesto Morán González, Elida Ruth Ortiz Morán y hermana Julissa Michelle Morán Ortiz; por estar a mi lado con todo su amor, consejos, sabiduría y entrega, ayudándome con lo que está a su alcance para salir a delante y poder alcanzar cualquier objetivo en mi camino. Los amo mucho.

A MI FAMILIA; abuelos y tíos que de alguna u otra forma siempre han estado en mi camino al pendiente de mi para ayudarme y apoyarme en lo que sea necesario.

A MIS AMIGOS Y COMPAÑEROS; gracias por su amistad y ayuda para lograr superar obstáculos que sin ellos no habría sido posible.

También agradecerla a Ing. Ana María Figueroa por habernos asesorado y ayudarnos a concluir esta carrera a pesar de las dificultades que se presentaron, además agradecerle a niña Reina Vides por siempre ser atenta con nosotros y brindarnos su apoyo en lo que fuera posible.

QUE DIOS LOS BENDIGA A TODOS

Marvin Ernesto Morán Ortiz

INDICE

1. INTRODUCCIÓN	10
2. SECTOR ELÉCTRICO DE EL SALVADOR	11
2.1 Antecedentes Históricos Del Sector Eléctrico	12
2.2 Política Energética Nacional	13
2.2.1 Lineamientos Estratégicos De La Política Energética Nacional	14
2.3 Descripción Estructural Del Sector Eléctrico	15
2.3.1 Generación	17
2.3.2 Transmisión	20
2.3.3 Distribución	20
3. ANÁLISIS DE ESTRUCTURAS DE MERCADO.	21
3.1 Estructura de Mercado en El Salvador	21
3.1.1 Generalidades	21
3.1.2 Clasificación de Mercados	22
3.1.3 Mercado Basado en Costos de Producción	23
3.1.3.1 Mercado Regulador del Sistema	23
3.1.3.2 Mercado de Contratos	23
3.1.4. Costos de Energía Traslados a Usuarios Finales	24
3.1.5. Inversión en Generación de Energía: En Transmisión y Distribución	24
3.2 Modelos de Mercado Aplicado en los Países Centroamericanos	36
3.2.1 Guatemala	36
3.2.2 Costa Rica	37
3.2.3 Nicaragua	37
3.2.4 Honduras	39
3.2.5 Panamá	40
3.3 Comparación del Marco Normativo de los Países de Centroamérica	42
4. METODOLOGÍAS DE CARGOS APLICADOS EN EL PAÍS	48
4.1 Metodología del Cargo de Distribución.	48
4.2 Metodología del Cálculo de Cargo de Comercialización:	60
4.3 Metodología del Establecimiento del Cargo de Energía	62
4.3.1 Definición	62
4.3.2 Marco Legal y Metodología	62
4.3.3 Metodología Cargo de Transmisión	64
4.3.3.1 Marco Legal	64

4.3.3.2 Método de Cálculo del Cargo Por Uso Del Sistema De Transmisión (CUST):	67
5. METODOLOGÍAS EN PAÍSES CENTROAMERICANOS.	68
5.1 Metodologías de Cálculo de Tarifas en la Región	68
5.1.1 Cálculo de las Tarifas Eléctricas Guatemala	68
5.1.2. Cálculo de las Tarifas Eléctricas Costa Rica	83
5.1.3. Cálculo de las Tarifas Eléctricas Honduras	109
5.1.4. Cálculo de las Tarifas de Eléctricas Nicaragua	120
5.1.5. Cálculo de las Tarifas Eléctricas Panamá	128
5.2 Cargos en el Pliego Tarifario de Cada País de Centroamérica	133
5.2.1 Pliego Tarifario de El Salvador y sus Respective Cargos	133
5.2.2 Pliego Tarifario de Guatemala y sus Respective Cargos	134
5.2.3. Pliego Tarifario de Costa Rica y sus Respective Cargos	136
5.2.4 Pliego Tarifario de Honduras y sus Respective Cargos	137
5.2.5 Pliego Tarifario de Nicaragua y sus Respective Cargos	137
5.2.6 Pliego Tarifario de Panamá y sus Respective Cargos	139
5.3 Penalización Por Incumplimiento A La Calidad Del Servicio	142
5.4 Subsidios en los Pliegos Tarifarios en la Región	146
6. COMPARACIÓN DE LOS CARGOS EN EL SALVADOR CON C.A.	148
6.1 Metodología para la Compra de Energía Inyectada a la Red por Auto Productores.	148
6.2 Costo de la Energía y su Traslado al Pliego Tarifario	150
6.3 Comparación del Cargo por Distribución	155
6.4 Comparación de los Mercados de la Región	159
6.5 Parámetros de Compra de Energía.	162
6.6 Historial de Precios de Energía Eléctrica en El Salvador	164
6.7 Comparación del Precio de la Energía	165
6.8 Comparación del Cargo por Transmisión	167
7. CONCLUSIONES	171
Bibliografía	173

1. INTRODUCCIÓN

En el presente trabajo de graduación se hace un análisis de las tarifas eléctricas en los países centroamericanos con el fin de comparar y medir la competitividad en El Salvador con los demás países, para lo cual se abordarán los temas :Estructura de los mercados electricos, metodología de cargo de distribución aplicados en la región, metodologías para determinar el precio de la energía eléctrica en cada país, comparativa de precios de energía, y un análisis de la estructura tarifaria regional tomando en cuenta todo lo mencionado anteriormente.

Se analiza la estructura del sector eléctrico de cada país, sus participantes y leyes que lo conforman, como este determina los métodos de compra de energía o que métodos se ocupan para trasladar la energía desde que es generada hasta los usuarios finales. Para El Salvador se hace un análisis histórico iniciando desde los años 1940 hasta la actualidad para ver las variaciones del mercado y reformas a las leyes de energía eléctrica del país, en los demás países simplemente se analiza la estructura vigente a la que se rigen. El análisis tarifario se basa en determinar cuáles cargos conforman el pliego de cada país basado en los 3 cargos principales, cargo por energía, cargo por distribución y cargo por transmisión a su vez se determinan que metodologías se aplican para determinar dichos cargos.

Cabe destacar que también a la hora de analizar las matrices energéticas y los pliegos tarifarios se toma en cuenta el aporte de energías renovables y si estas poseen algún insumo de algún tipo para su generación en masa, también se estudia la factibilidad de la autoproducción en el área de distribución en cada país y como se incentiva a los usuarios a aportar a energías limpias al sistema eléctrico de sus respectivos países.

Finalmente se hace un análisis comparativo de todos estos factores planteados con el fin de generar una idea general de la situación actual de El Salvador en la región Centroamericana.

2. SECTOR ELÉCTRICO DE EL SALVADOR.

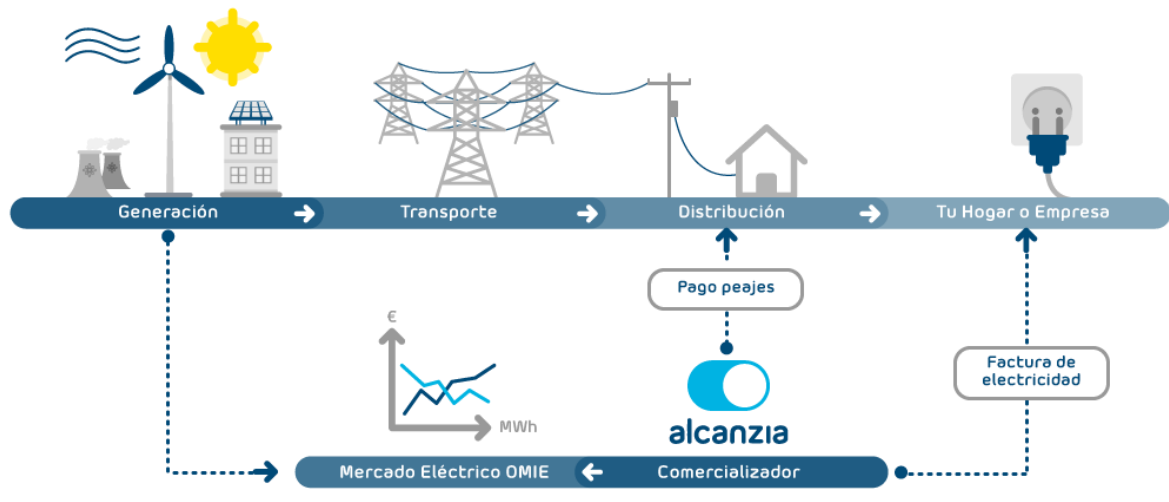


Imagen 2.1 Representación General del Sistema Eléctrico de El Salvador.

El sector eléctrico salvadoreño se caracteriza por tener con una agenda público-privada orientada hacia un sector de talla mundial, en donde se abastece una demanda en permanente crecimiento en un mercado nacional y regional seguro, transparente y con reglas claras. Cuenta con una planificación energética a corto, mediano y largo plazo, lo cual la vuelve completamente confiable y corregible rápidamente.

El mercado salvadoreño cuenta con un marco normativo que permite a todos los participantes operar libremente las actividades de generación, transmisión y distribución.

Este marco normativo garantiza la seguridad jurídica, indispensable para invertir en el sector eléctrico. Por sus mecanismos de aplicación y fundamento constitucional no puede ser modificado sin el concurso de todos sus participantes. La operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista está basado en costos de producción con un modelo económico marginalista, que premia la eficiencia y permite que los inversionistas tengan garantizadas sus utilidades, al mismo tiempo que los usuarios finales obtienen tarifas a precios razonables.

El modelo de mercado salvadoreño permite que la mayor parte de la generación esté contratada a plazos y solo un pequeño porcentaje se comercializa en base a oportunidades, teniendo como horizonte una matriz energética diversificada que no dependa de una sola fuente de generación. En ese sentido, la inversión en fuentes renovables no convencionales es prioritaria a futuro, aunque no está limitada la inversión en otro tipo de tecnologías como el gas natural y el carbón mineral. [16]

2.1 Antecedentes Históricos Del Sector Eléctrico

Años 40's Inicio del desarrollo del Sector Eléctrico en El Salvador

Desde la década de los 40's el desarrollo del sector energético estuvo en manos del Estado en donde fueron construidas las primeras centrales hidroeléctricas; el subsector geotérmico estuvo en desarrollo por profesionales salvadoreños y la operación de las generadoras térmicas estaba en manos del Estado.

En 1936 el sector energético estaba constituido únicamente por la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), como empresa generadora de energía y como distribuidoras estaban Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador SA (CAESS) que proporcionaba servicios al centro de San Salvador, Compañía de luz eléctrica de Santa Ana (CLESA) y Compañía de alumbrado eléctrico de Ahuachapán (CLEA) que cubría la zona occidental del país, además de las que junto a las ya mencionadas se encuentran en la imagen siguiente, Funcionando así por más de 50 años.[16].

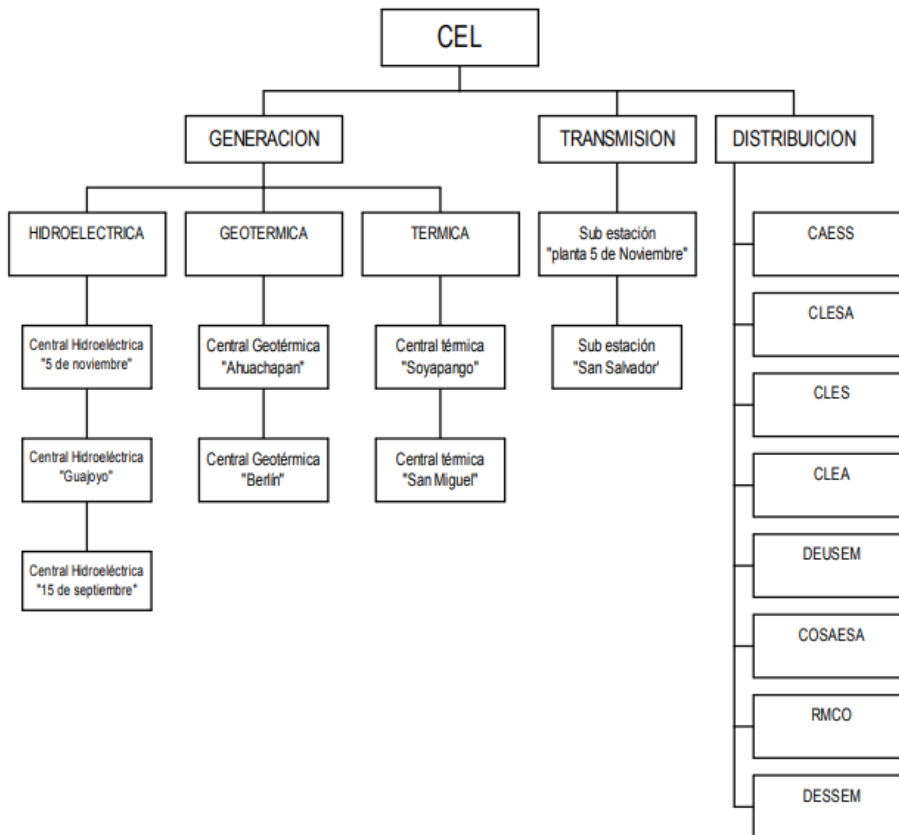


Imagen 2.2: Representación Jerárquica de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica antes del Inicio de los años 90's.

Años 90's Reformas a la Ley Eléctrica General

A mediados de los años 90, el Banco Mundial (BM) impulsó el Programa de "Asistencia Técnica al Sector de Energía Eléctrica", como parte del proceso de reforma del sector eléctrico. El primer paso consistió en crear las condiciones jurídicas e institucionales para aprobar en 1996 la Ley General de Electricidad y la Ley de Creación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) ente controlador, con funciones de regulación y supervisión en el sector (aprobación de los pliegos tarifarios)

La Ley General de Electricidad (Decreto Legislativo nº 843) y su legislación secundaria fueron promulgadas en 1996 y 1997 respectivamente a través de iniciativas de la Dirección de Energía Eléctrica (DEE) dentro del Ministerio de Economía (MINEC).

El siguiente paso para la reestructuración del sector eléctrico fue la venta propiamente de las generadoras térmicas a base de derivados de petróleo y de las empresas distribuidoras de energía eléctrica que hasta entonces se encontraban bajo el poder del Estado, a través de la Compañía Eléctrica del Río Lempa (CEL).

Junto al nuevo marco legal en el sector eléctrico fue establecida una estructura tarifaria que incluía el precio propiamente dicho de la energía eléctrica en un mercado basado en ofertas de precios de la energía, los costos de atención al cliente y los cargos por el uso de la red a las empresas distribuidoras, en tanto propietarias de la red eléctrica, son responsables de asegurar su eficiencia y calidad necesaria para prestar el servicio en las áreas geográficas donde están operando, y por ende, son responsables del mantenimiento de la red y de la calidad del suministro de energía eléctrica a los usuarios y usuarias finales.

En 1998 se creó la Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL) y la Unidad de Transacciones (UT) la cual es la entidad responsable de Operar y Administrar el Sistema Eléctrico en base el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista (ROSTMM).

2007: Creación del CNE y Evolución del Mercado Eléctrico Nacional

En el 2007, la Asamblea Legislativa aprobó la Ley de Creación del Consejo Nacional de Energía (CNE), como la autoridad superior, rectora y normativa en materia de Política Energética y ente coordinador de los distintos sectores energéticos.

En agosto de 2009, el Consejo Nacional de Energía inicia operaciones con el objetivo de desarrollar la Política Energética Nacional, con una visión integradora del tema energético en el país; elaborar un sistema de información energética para la toma de decisiones y el impulso de leyes y reglamentos del sector entre ellas se aprueba el Reglamento de Operación del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción, (ROBCP) el cual en agosto 2011 entró en operación, estableciendo un nuevo esquema de operación del Mercado Mayorista.

2.2 Política Energética Nacional

De acuerdo con el Decreto Legislativo 404-2007 que contiene la Ley de Creación del Consejo Nacional de Energía, se establece que el Consejo es la autoridad superior, rectora y normativa de la política energética. Asimismo, dicho Decreto Legislativo ordena al CNE la

elaboración de corto, mediano y largo plazo en materia energética; así como, la correspondiente política energética del país.[17].

Es así como desde en el año 2010 el CNE publicó la Política Energética Nacional con un período de implementación del 2010 al 2024. En ese sentido, los lineamientos y objetivos de la Política Energética Nacional, se enmarcan dentro de las acciones concretas en concordancia con el Plan Quinquenal de Desarrollo, y dirigen su alcance a constituirse en un instrumento configurador de un nuevo escenario energético que posibilite la ampliación de la capacidad y cobertura energética, mediante factores de eficiencia, optimización y ahorro. Asimismo, busca contribuir al establecimiento de una nueva configuración de la matriz energética fundamentada en el desarrollo sostenible y en la adecuada integración con otros sectores claves de la vida nacional.

Un aspecto importante de esta política es el énfasis en el desarrollo energético sustentable, democrático y participativo, que abra paso a una nueva relación e interacción con la sociedad y el medio ambiente, potenciando las condiciones para la protección y preservación de nuestros recursos naturales, principalmente en aquellas actividades vinculadas a su aprovechamiento, a la producción, al transporte y a la utilización de los mismos.

2.2.1 Lineamientos Estratégicos De La Política Energética Nacional

Las líneas estratégicas de la Política Energética dan solución a los desafíos previamente planteados y recogen los aportes de un amplio proceso de consulta entre los principales actores del sector energético. Los lineamientos se han integrado en seis grandes grupos con una fuerte interrelación entre sí:

1. Diversificación De La Matriz Energética Y Fomento A Las Fuentes Renovables De Energía.

Objetivo: Impulsar la diversificación de la matriz energética nacional, promoviendo e incentivando el uso de fuentes de energía renovables y la incorporación de nuevos combustibles en los subsectores de electricidad e hidrocarburos, reduciendo progresivamente la dependencia del petróleo y sus derivados.

2. Fortalecimiento De La Institucionalidad Del Sector Energético Y Protección Al Usuario.

Objetivos:

1. Recuperar el papel del Estado en el desarrollo del sector energético, fortaleciendo el marco institucional y legal que promueva, oriente y regule el desarrollo del mismo, superando los vacíos y debilidades existentes que impiden la protección legal de las personas usuarias de estos servicios.
2. Fortalecer el funcionamiento del Consejo Nacional de Energía y desarrollar el papel estratégico que debe cumplir en función del desarrollo energético del país.

3. Ampliación De Cobertura Y Tarifas Sociales Preferentes.

Objetivos:

1. Propiciar el acceso a las diferentes formas de energía a toda la población, priorizando en las zonas rurales de difícil acceso y menores índices de desarrollo humano con la inversión en sistemas alternativos renovables.
2. Garantizar la focalización de los subsidios, particularmente los dirigidos al consumo doméstico de las familias de escasos recursos.

4. Promoción De Una Cultura De Eficiencia Y Ahorro Energético.

Objetivos: Promover el ahorro y uso adecuado de los recursos energéticos, incentivando el uso de tecnologías más eficientes en el sector público, el comercio, la industria, los servicios y el hogar, así como en el sector transporte, a través de normativas, incentivos y promoción educativa del ahorro energético, buscando disminuir la emisión de gases de efecto invernadero.

5. Innovación Y Desarrollo Tecnológico.

Objetivos: Impulsar la investigación y desarrollo (I+D) de tecnologías energéticas, especialmente las tecnologías limpias, con participación en las universidades, centros de investigación, la empresa privada, organismos internacionales y otros grupos, fomentando el intercambio y la transparencia de tecnología y conocimientos con diferentes países de América latina y el mundo, con el fin de proporcionar soluciones reales e innovadoras a la problemática del sector energético y contribuir con el desarrollo sostenible del país en dicho sector.

6. Integración Energética Regional

Objetivos: Impulsar y apoyar la integración de los mercados energéticos, a fin de disponer de fuentes energéticas diversificadas y a menos costo.

2.3 Descripción Estructural Del Sector Eléctrico

Cuando hablamos del sector eléctrico del país podemos identificarlo como un conjunto de instituciones o agentes encargados de velar por el correcto funcionamiento de este, y como principal objetivo abastecer de energía eléctrica donde se necesita. Estas instituciones o agentes pueden ser de carácter público y privado y que en conjunto conforman el mercado eléctrico mayorista de El Salvador.

Estas instituciones o agentes son los siguientes:

EMPRESAS GENERADORAS: Producen energía eléctrica y la venden ya sea al mercado spot o bilateralmente a distribuidores, comercializadores y grandes usuarios conectados directamente a la red de transmisión. En El Salvador se tienen: CEL, La Geo, INE, Nejapa Power, Duke Energy, Textufil, Energía Borealis, GECSA, Hilcasa, Termopuerto.

AGENTE TRANSMISOR: Es la entidad poseedora de instalaciones destinadas al transporte de energía eléctrica en redes de alto voltaje. Esta es una sola empresa de figura pública-privada, ya que a este nivel de mercado la competencia no es factible. transportan la energía a niveles de 115 kV y 230 kV desde las salidas de las generadoras hasta subestaciones

transformadoras (115kV/230kV a niveles de 23 kV, 34.5 kV o 46 kV) En El Salvador la empresa encargada es ETESAL.

EMPRESAS DISTRIBUIDORAS: Son las poseedoras y operadoras de las instalaciones de distribución. Su finalidad es transformar la energía de un nivel de voltaje mayor (115kV/230kV a niveles de 23 kV, 34.5 kV o 46 kV) y entregarla hasta el medidor del usuario final en sus redes de suministro En El Salvador las empresas encargadas son: CAESS, AES CLESA, EEO, DEUSEM, DELSUR, EDESAL, B&D y Abruzzo.

COMERCIALIZADOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Estos agentes hacen transacciones de compra venta de energía a nivel regional para satisfacer demandas de algunos otros agentes, como los usuarios finales. Los Comercializadores también están sujetos al Reglamento del Mercado Regional de Electricidad entre los países centroamericanos, así como a la normativa nacional en El Salvador se pueden mencionar algunos: Excelergy, Mercados Eléctricos, ORIGEM, etc.

OPERADOR DEL MERCADO: Para que exista una coordinación entre los agentes anteriores se requiere la participación un operador de mercado, que ejecuta las acciones necesarias y realiza las conciliaciones económicas que resultan de las transacciones entre agentes, el cual en el salvador es a unidad de transacciones (UT)

ENTE REGULADOR: tiene las funciones de aplicar normas y reglamentos que establezcan reglas claras para el buen funcionamiento del mercado en El Salvador, la superintendencia general de electricidad y telecomunicaciones (SIGET) junto con el CNE el cual trabaja paralelo a SIGET generando políticas eléctricas y está por debajo del ministerio de hacienda.[16].

Para ilustrar su rol se presenta la siguiente imagen:

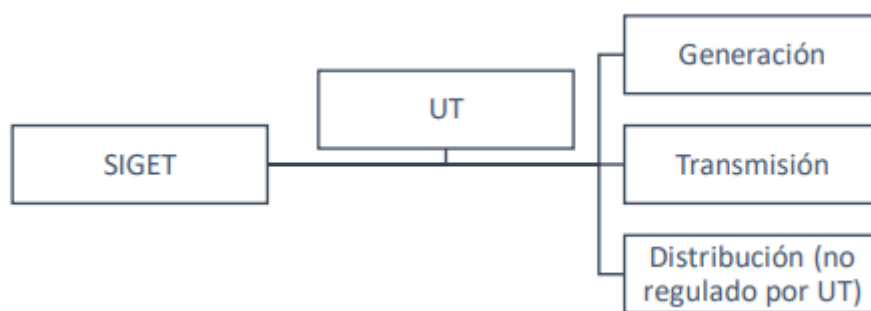


Imagen 2.3: Entes de Mercado Eléctrico Nacional

Unidad de Transacciones (UT): Es una sociedad anónima creada en la Ley General de Electricidad (LGE) que tiene por objeto la operación del sistema de transmisión y la operación del mercado mayorista de energía eléctrica. Entre sus funciones también está comprar y vender directamente la energía eléctrica intercambiada en el Mercado Regulador del Sistema. La UT se rige por medio del Reglamento de Operación Basado en Costos de Producción.

Consejo Nacional de Energía (CNE): Es la autoridad superior, rectora y normativa en materia de política energética. Tiene por finalidad el establecimiento de la política y estrategia que promueva el desarrollo eficiente del sector energético.

El Consejo tendrá los siguientes objetivos:

- a) Elaborar la planificación de corto, mediano y largo plazo en materia energética; así como, la correspondiente Política Energética del país.
- b) Propiciar la existencia de marcos regulatorios que promuevan la inversión y el desarrollo competitivo del sector energético; además, que permitan la vigilancia del buen funcionamiento de los mercados energéticos por parte de las instituciones competentes.
- c) Promover el uso racional de la energía y todas aquellas acciones necesarias para el desarrollo y expansión de los recursos de energías renovables; considerando las políticas de protección del Medio Ambiente, emitidas por el Órgano competente.
- d) Impulsar la integración de mercados energéticos regionales, sobre la base de la libre competencia y el trato justo, equitativo y no discriminatorio de los distintos actores y agentes del mercado.

Superintendencia General De Electricidad Y Telecomunicaciones: La SIGET es una institución autónoma de servicio público, competente para aplicar las normas contenidas en tratados internacionales sobre electricidad y telecomunicaciones vigentes en El Salvador; en las leyes que rigen los sectores de Electricidad y de Telecomunicaciones; y sus reglamentos; así como para conocer del incumplimiento de las mismas.

2.3.1 Generación

La generación en el país ha tenido un crecimiento enfocado en las energías renovables como son la biomasa, hidroeléctrica y energías renovables no convencionales en los últimos 15 años, El crecimiento de la capacidad instalada ha sido suficiente para cubrir la demanda de potencia y energía de los últimos años, sin generar problemas de abastecimiento nacional.

Evolución de capacidad instalada [MW] 2005- 2018

Según CNE Plan indicativo de la generación de la expansión 2019-2028

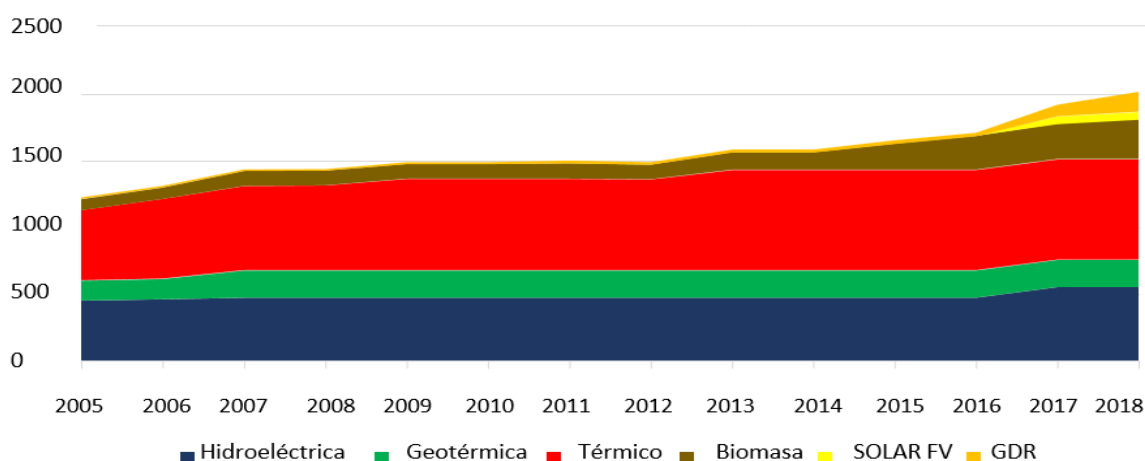


Imagen 2.4: Expansión de la Capacidad Instalada entre 2005 y 2018. Fuente CNE [1].

El parque generador base corresponde al que se encuentra instalado a diciembre 2018, y está compuesto por una matriz que contiene varios recursos, entre ellos la hidroeléctrica, geotérmica, térmica a base de Fuel Oil y Diésel, biomasa y finalmente las Energías Renovables no Convencionales.

En el siguiente cuadro se muestra la distribución de la capacidad instalada por rubro que para el 2018 forma una capacidad de 2022.1 MW

Recurso	Generador	Potencia (MW)
Hidroeléctrica	Guajoyo	19.8
	Cerrón Grande	172.2
	5 De Noviembre	180
	15 De Septiembre	180
Geotérmica	Ahuachapán (U1-U3)	95
	Berlín (U1-U4)	109.4
Térmica	Acajutla Vapor (U1-U2)	63
	Acajutla Motores	150
	Soyapango	16.2
	Nejapa Power	144
	Holcim	25.9
	Inversiones Energéticas	100.2

Diésel	Textufile	42.5
	Energía Borealis	13.6
	Gecsa	11.6
	Hilcasa	6.8
	Termopuerto	73.7
	Acajutla Gas U5	82.1
	Acajutla Fiat U4	27
Biomasa	Cassa Chaparrastique	78.4
	Cassa Izalco	45
	Ing. El Ángel	98.8
	Ing. La Cabaña	33.5
	Ing. Jiboa	42.65
Solar fotovoltaica	Antares	60
Generación Distribuida	Proyectos Varios	150.7
Total		2022.1

Tabla 2.1 Capacidad instalada 2018 Según CNE, Plan indicativo de la generación de la expansión 2019-2028. [1].

2.3.2 Transmisión

El propietario y responsable del mantenimiento y expansión del sistema de transmisión es la Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL). Toda la red de transmisión salvadoreña, incluyendo las interconexiones con Guatemala y Honduras, son propiedad de ETESAL.

El Sistema de Transmisión cuenta con 40 líneas de transmisión a 115 kV, con una longitud total de 1,072.48 kms, y cuatro líneas a 230 kV dos de ellas para interconectarse con Guatemala y Honduras, y dos líneas de refuerzos internos, con una longitud total de 284 kms, y 4 tramos de la línea del Sistema de Interconexión Eléctrica para los países de América Central (SIEPAC).



Imagen 2.5: Sistema de transmisión nacional, tomado de página web ETESAL

2.3.3 Distribución

Las distribuidoras son las entidades poseedoras y operadoras de instalaciones de distribución de energía eléctrica, cuya finalidad es la entrega de energía eléctrica en redes de bajo voltaje. Debido a sus características, las empresas de distribución operan en condiciones reguladas de tarifas y calidad de entrega del suministro; no obstante, lo anterior, y con base en los principios de la regulación existente en El Salvador, la competencia en la distribución está permitida. Entre sus funciones está comercializar y distribuir energía eléctrica a través de sus redes hacia centros de consumo y usuarios finales también Dar mantenimiento y expandir sus redes de distribución permitiendo el acceso a nuevos usuarios y a generación distribuida.

Las empresas distribuidoras ofrecen energía eléctrica a los hogares, las escuelas, los hospitales, la industria y el comercio de diversos municipios y departamentos del país.

- CAESS
- CLESA
- EEO
- DEUSEM
- DELSUR
- EDESAL
- B&D
- ABRUZZO



Imagen 2.6: Segmentación de las empresas distribuidoras en El Salvador

3. ANÁLISIS DE ESTRUCTURAS DE MERCADO.

3.1 Estructura de Mercado en El Salvador.

3.1.1 Generalidades

Cuando hablamos de un mercado en general estamos haciendo referencia a un lugar donde se intercambia productos, y se caracterizan por algo importante que es la oferta y demanda, pero cuando hacemos referencia al mercado eléctrico se tiene una diferencia muy importante de los demás mercados, “casi” no se puede almacenar en stock la energía eléctrica para venderla más adelante cuando la demanda es baja, y debe abastecerse, de continuo las 24 horas los 365 días del año.

El mercado eléctrico se basa en la competencia entre las diversas empresas que participan en el mercado y tiene como objetivo incrementar la calidad y el suministro a la población la energía eléctrica, considerando aspecto que mejoren al medio ambiente.

Cuando mencionamos a las empresas participantes hacemos referencia a las mencionadas en el punto 2.3 (DESCRIPCIÓN ESTRUCTURAL DEL SECTOR ELÉCTRICO) tomando en cuenta además los grandes usuarios conectados directamente a la red de transmisión o propietarios de su propia red que compran energía en el mercado, Hames Brand.

¿Cómo funciona el mercado eléctrico?

Las empresas que fabrican electricidad hacen ofertas de venta de determinadas cantidades de electricidad a determinado precio, para cada una de las horas del día. Al mismo tiempo, los participantes del Mercado que retiran energía hacen ofertas de compra.[\[16\]](#).

La suma de las ofertas de compra configura una curva de demanda. Para cubrirla, se eligen las ofertas de venta más baratas, hasta satisfacer toda la demanda y así el precio de la electricidad será el de la última oferta.

¿Cómo se regula el mercado?

- El **operador del mercado (Unidad de Transacciones – UT)** se encarga de la elaboración del programa diario de funcionamiento del sistema, casando las ofertas y las demandas que le llegan. Está supervisado por una comisión de representantes de los productores, distribuidores, comercializadores, grandes usuarios, entes reguladores.
- El **operador del sistema (Unidad de Transacciones – UT)** garantiza la continuidad y la seguridad del suministro de energía eléctrica.
- La **SIGET** protege los intereses de los consumidores y vela por la transparencia de todo el sistema., debe controlar el correcto funcionamiento de las actividades de producción y consumo de energía eléctrica.

3.1.2 Clasificación de Mercados

Por tamaño de las plantas de generación

Por tamaño de plantas de generación o por capacidad instalada tenemos 2 clasificaciones:

1. **Mercado Mayorista:** plantas de generación con capacidad instalada igual ó mayor de 5 MW y conectadas directamente a la red de transmisión o a la distribución.
2. **Mercado Minorista:** plantas de generación con capacidad instalada menor a 5 MW y conectadas a la red de distribución

Por determinación del Precio de Energía

1. **Mercado basado en ofertas de precios:** Los generadores ofertaban precios a su discreción y compiten con otros generadores, se despacha desde la oferta de precio más barata hasta la última oferta que completa la demanda de energía. En El Salvador desde 1998 hasta julio de 2011.
2. **Mercado basado en Costos de Producción:** Se determinan los costos de producción de los generadores (auditoría), y estos son despachados por orden de mérito desde el generador con el costo de producción más bajo hasta el último despachado para cubrir la demanda; se precio de energía se establece según el costo del último despachado y es un mercado que premia a la generación más eficiente. Vigente desde agosto de 2011 hasta la fecha.

El mercado basado en costos de producción por ser el que se encuentra en vigencia en la actualidad en el país, se le toma mayor importancia y se describen sus partes importantes.[3]

3.1.3 Mercado Basado en Costos de Producción

Es importante mencionar que, para un buen funcionamiento del mercado de costos, debe existir tanto el mercado de contratos como el mercado spot, en general se puede mencionar que el primero (Contratos) crea un efecto estabilizador en el precio de la energía y el segundo (Spot) es de utilidad para saldar las desviaciones de las transacciones en contratos, ambos incentivan la inversión por premiar la eficiencia, lo cual gradualmente colabora a la diversificación de la matriz energética.

3.1.3.1 Mercado Regulador del Sistema

Mercado MRS: Mercado Regulador del Sistema o mercado spot, funciona en base a las transacciones de energía a medida que ocurren como la diferencia entre la energía total despachada por los generadores en el despacho económico y la energía realmente demandada de acuerdo a los contratos. El precio spot es calculado cada hora en base al Costo Marginal de Corto Plazo, el cual es definido por el costo variable de producción de la última unidad de generación que fue despachada para atender 1 kWh adicional, llamado Costo Marginal de Operación (CMO)

Características:

- Aproximadamente solo un 30% de la energía se transa en este mercado.
- El precio de esta energía lo define la unidad marginal en cada hora.
- El precio de la energía del mercado spot varía hora a hora.

Importancias:

- Incentiva la inversión dado que premia la eficiencia
- En este mercado los generadores pueden comprar energía para abastecer sus contratos, en caso por alguna razón no hayan sido despachados.
- Aquellos generadores cuyo despacho es mayor al compromiso en contratos, pueden vender sus excedentes en el mercado spot.

3.1.3.2 Mercado de Contratos

Contratos Bilaterales: o contratos privados, donde se establece una potencia a transar entre generadores y PM (participantes del mercado) que retiran, son contratos financieros y su precio regularmente está basado al CMO menos % de descuento.

Contratos de Largo Plazo: contratos establecidos entre generadores o comercializadores con respaldo de un generador y empresas distribuidoras, asignados en base a procesos de libre competencia (licitaciones), precio de la energía es público. Con plazos de duración de 2 años hasta 30 años.

Características:

- Aproximadamente un 70% de la energía se transa en este mercado.
- El precio de esta energía se define mediante procesos de licitación de libre competencia.

- Es el ente regulador quien define el precio techo en cada licitación.
- Los precios se indexan de forma mensual y/o anual.
- El precio de la energía del mercado de contratos varía mensualmente.
- Este mercado tiene un efecto estabilizador en el precio de la energía.

Importancias:

- Incentiva la inversión dado que garantiza a los generadores la compra de su energía por un periodo de tiempo.
- Es un instrumento que respalda las solicitudes de financiamiento de los generadores.
- Crea un impacto estabilizador en el precio de la energía.

3.1.4. Costos de Energía Traslados a Usuarios Finales

Bajo el Mercado de Costos, el precio de energía a trasladar a usuarios finales se compone de 3 cargos:

Energía: en el MRS llamado CMO (Costo Marginal de Operación), en el Mercado de Contratos llamado Precio de Energía, cubre los costos variables de producción y utilidades de los generadores.

Potencia: se definen las demandas de potencia de cada PM en el Mercado Mayorista para establecer los montos a pagar, este cargo sirve para cubrir los costos fijos de los generadores. Ponderado por la energía este cargo tiene valores aproximados entre \$13/MWh a \$16/MWh

Cargos del Sistema (Csis): Costos complementarios a la producción de energía eléctrica que son traspasados directamente a la demanda. Dichos costos están asociados a los servicios necesarios para garantizar el transporte, la calidad, seguridad y eficiencia económica del suministro, así como para la recuperación de aquellos costos relacionados con aspectos administrativos y operativos del sistema, como los servicios prestados por la UT, la SIGET y otros similares. Este cargo tiene un valor ponderado mensual de aproximadamente \$12/MWh

Los 3 cargos ponderados en \$/MWh componen el precio monómico de energía; en el MRS la suma del CMO + Csis componen el precio MRS.

3.1.5. Inversión en Generación de Energía: En Transmisión y Distribución

Si algún inversionista deseara iniciar un proyecto de generación de energía eléctrica en El Salvador debe de considerar varios aspectos legales y técnicos a la hora de conectarse a la red de transmisión o distribución, a continuación, se desglosa los diferentes tipos de generación y sus requisitos ante la SIGET.

Diferencia entre Auto productor y Generador

Generador en Distribución

En el caso que el usuario final desee instalar una unidad de generación dentro de sus instalaciones con la intención de comercializar parte o la totalidad de la energía eléctrica producida, dicha situación no será considerado auto productor sino como generador de energía, y el usuario final deberá realizar los trámites respectivos para inscribirse como operador generador y separar las instalaciones eléctricas dedicadas a la generación de energía eléctrica de las instalaciones mediante las que recibe el suministro de energía desde la red de distribución. En caso de ser necesario deberá tramitar su inscripción como operador comercializador también. En este caso adicionalmente deberá tramitar la interconexión a la red de distribución de conformidad a lo dispuesto a la Norma Técnica Para Interconexión Eléctrica y Acceso a los Usuarios Finales a la Red de Transmisión emitida por la SIGET.

Auto Productor

Usuario Final Productor Renovable, aquel usuario final que instala una unidad de producción de energía eléctrica basada en una fuente renovable con el único objeto de abastecer su demanda interna, y que, bajo una condición temporal y excepcional, por un período corto de tiempo podría inyectar excedentes de energía a la red de distribución eléctrica sin fines comerciales.

Venta de Energía Eléctrica en Distribución

1. Los generadores conectados a las redes de bajo voltaje, deberán suscribir contratos de distribución para comercializar energía eléctrica en las redes de bajo voltaje. En caso de tratarse de transacciones en las redes de alto voltaje o Mercado Mayorista, deberán además celebrar contratos de transmisión. Condiciones para Acceso a Puntos de Inyección de Potencia en las Instalaciones del Transmisor.
2. El generador que desea conectarse a una red de distribución, pagara al distribuidor en concepto de cargo por interconexión, el costo de los activos que éste dedique con exclusividad a la interconexión entre el generador y la red del distribuidor, más los gastos de operación y mantenimiento asociados. Se consideran restricciones indebidas al derecho de libre acceso y uso de las redes de transmisión o distribución y por lo tanto inexigibles al generador, los cargos de interconexión que no se encuentren debidamente justificados por parte del distribuidor.
3. Los costos de los activos de distribución dedicados a la interconexión entre el generador con el distribuidor, así como, los gastos de operación y mantenimiento, se determinarán de conformidad con los criterios generales dispuestos por la Ley General de Electricidad y el procedimiento de cálculo de cargos de distribución, elaborado por SIGET.
4. En el caso que el generador venda energía a la red de alto voltaje, pagará el cargo por uso de la red de distribución aprobado por SIGET al distribuidor, correspondiente a la potencia transferida; en el caso que el generador suministre una parte de la energía a la red de bajo voltaje y una parte a la red de alto voltaje, pagará por el uso de la red de distribución una proporción correspondiente a la potencia transferida a la red de alto voltaje.
5. Los contratos de distribución deberán especificar la capacidad máxima disponible del sistema de distribución en el punto de entrega al usuario final, así como también la capacidad conectada o demanda máxima que el usuario pueda solicitar y la capacidad

de suministro contratada por éste. Todos los datos de capacidad deben especificarse en kW.

Condiciones Para Participar En El Mercado Mayorista Con Interconexión En Distribución

- Para participar en el Mercado Mayorista un generador conectado a la red de distribución debe ser capaz de inyectar una potencia mínima de 5 MW por nodo.
- Los retiros que realice el PM generador en su punto de conexión se trasladarán a un punto de retiro de la red de transmisión mediante factores de pérdida que el generador haya acordado con el distribuidor y que se incluirán en el contrato de distribución presentado a la UT.
- Para efecto de los retiros del distribuidor, se considerarán retiros del distribuidor, aquellos que realiza en los puntos de conexión a la red de transmisión más las inyecciones de generadores conectados a su red de distribución menos los retiros realizados por estos generadores.
- Alternativamente un generador puede participar en el Mercado Mayorista, sin realizar retiros y éstos, si existiesen, manejarlos a través de un contrato como consumidor de la empresa distribuidora. En este caso la UT no medirá ni contabilizará, para efectos de las transacciones y balances de energía y potencia, los retiros efectuados por el generador en su punto de conexión con la red de distribución.
- Las inyecciones y retiros de un generador conectado a la red de distribución deben cumplir con el pago de otros costos que deben ser cubiertos por los participantes del mercado que inyectan o retiran, según corresponda.
- La Capacidad Firme de un generador conectado a una red de distribución que participa en el Mercado Mayorista, no podrá ser superior a la cantidad declarada en su contrato de Distribución.

Condiciones Generales para Interconexión

Independientemente si la conexión del generador se realice en transmisión o distribución, el solicitante debe de cumplir con ciertas responsabilidades para poder operar de manera apropiada al interconectarse con la red eléctrica.

- Los involucrados en una interconexión, serán responsables de la operación y mantenimiento de las instalaciones de su propiedad que sean utilizadas para tal fin, a menos que de común acuerdo se especifique lo contrario en el contrato de interconexión.
- La puesta a tierra de las instalaciones de la interconexión, deben cumplir con las normas vigentes y aplicables, y se realizará de forma tal que no altere negativamente las condiciones de puesta a tierra de las instalaciones del transmisor o distribuidor.
- La construcción de la interconexión podrá realizarse bajo una de las modalidades siguientes:
 - a. El operador a quien se le solicita la interconexión o acceso, podrá realizar los trabajos necesarios, así como suministrar los equipos para la construcción de la infraestructura correspondiente. Los gastos en los que se incurra para dicha actividad serán acordados entre las partes. El solicitante a su costo, podrá supervisar los trabajos relacionados con las estructuras y equipos en el punto de interconexión que serán de su propiedad.
 - b. El solicitante de la interconexión o acceso, podrá construir por completo la infraestructura correspondiente, debiendo cancelar al operador con el que se interconectará únicamente los gastos por supervisión, puesta en servicio de la

interconexión y costos por energía no suministrada (ENS) originados por los trabajos de interconexión.

Las partes involucradas, podrán pactar las horas y costos de la supervisión necesaria para realizar los trabajos de interconexión, en ningún caso, los costos por supervisión podrán ser superiores al cinco por ciento (5%) del costo de montaje de los equipos utilizados para la interconexión.

- c. La infraestructura necesaria para la interconexión o acceso, puede ser construida en forma conjunta entre los involucrados, en cuyo caso los gastos asociados a dichos trabajos serán acordados entre las partes.

Condiciones para Acceso a Puntos de Inyección de Potencia en las Instalaciones de un Distribuidor

El interesado en interconectarse con las instalaciones del distribuidor, deberá presentar solicitud de factibilidad de acceso al mismo, la cual deberá contener como mínimo la siguiente información técnica:

Descripción general de las instalaciones para las cuales solicitará el acceso al sistema de distribución.

- a. El punto de las instalaciones de distribución para el cual solicita la interconexión.
- b. Declaración de la potencia que retirará o inyectará.
- c. Fecha estimada de puesta en operación de la interconexión.
- d. Toda otra información relevante para evaluar la solicitud.

Los estudios requeridos para la interconexión, podrán ser realizados por el solicitante, o a solicitud de éste por el distribuidor o por tercero, previo acuerdo entre las partes.

Estudios Para La Interconexión De Generadores En Las Instalaciones De Distribución

Los estudios estarán orientados a verificar que la interconexión con el generador, no producirá efectos adversos en el sistema de distribución y en caso de producirlos, se deberán evaluar las medidas de mitigación a ejecutar.

- a. Estudio de Flujo de Carga.
- b. Estudio de Cortocircuito.
- c. Estudio de Coordinación de Protecciones.
- d. Estudio de Transitorio Electromagnético.
- e. Estudio de Estabilidad Transitoria.

El distribuidor y el solicitante de la interconexión, analizarán y acordarán, los estudios a efectuar en función del impacto que podría generar la nueva instalación en la red de distribución.

En el caso de pequeños generadores renovables, cuya capacidad instalada no sobrepase los 100 kW, el distribuidor realizará a su costo, los siguientes estudios:

- a. Estudio de flujo de carga

- b. Estudio de coordinación de protecciones
- c. Estudio de adecuaciones a la red de distribución existente.

Sin embargo, al momento que se solicite la realización de los estudios la distribuidora cobrará los costos asociados los cuales serán descontados de los costos de interconexión cuando el generador solicite la interconexión.

Los restantes estudios correspondientes a la etapa de generación eléctrica deberán ser acordados entre las partes y serán a cuenta del generador solicitante.

Para el caso de generadores renovables cuya capacidad instalada sea mayor que 100 kW el costo de los estudios será a cuenta del solicitante. En este caso el distribuidor y el solicitante de la interconexión, analizarán y acordarán, los estudios a efectuar en función del impacto que podría generar la nueva instalación en la red de distribución. Estos podrán ser realizados por el solicitante, o a solicitud de éste por el distribuidor o por tercero, previo acuerdo entre las partes.

Condiciones Contractuales Generales para Conexión en Distribución

El Contrato de interconexión deberá contener como mínimo los elementos siguientes:

- a. Fecha de habilitación de la interconexión requerida por el solicitante.
- b. Ubicación del punto de interconexión con el sistema de distribución.
- c. Descripción y características técnicas de las instalaciones y equipos del solicitante, en el punto de interconexión con el sistema de distribución.
- d. Descripción de las instalaciones del distribuidor que se utilizarán para la interconexión.
- e. Responsabilidades de cada una de las partes en la operación y el mantenimiento de las instalaciones pertenecientes a la interconexión.
- f. Condiciones de acceso a las instalaciones de cada una de las partes, para su operación y mantenimiento.
- g. Determinación de la conexión física que servirá de límite entre las instalaciones de las partes.
- h. En los casos que aplique, el pago correspondiente al arrendamiento de espacio e infraestructura en las instalaciones del distribuidor conforme el requerimiento del solicitante.
- i. Límite de responsabilidad de las partes.
- j. Responsabilidades de cada una de las partes ante interrupciones y daños a los equipos o instalaciones de terceros.
- k. Compensación por energía no suministrada.
- l. Procedimiento, plazos y forma de intercambio de información, de al menos los siguientes aspectos: interrupciones programadas, interrupciones por casos fortuitos o de fuerza mayor, otras interrupciones que afecten la interconexión, resultados de inspecciones a las instalaciones de la interconexión, pruebas efectuadas al sistema de medición, entre otros.
- m. Responsabilidad por bajo factor de potencia.
- n. En los casos que aplique, la metodología de ajuste de precios de arrendamiento de instalaciones y periodicidad de aplicación.
- o. Período de revisión y auditoría de los equipos que forman parte de la interconexión.
- p. Formas de terminación anticipada del contrato.

Ventas de Energía en Transmisión y Participación en el Mercado Mayorista

Las transacciones de energía se realizan para cada intervalo de Mercado. Cada MRS tendrá un costo marginal de operación y un precio.

Cargos y Cobros de un Generador en el Mercado Regulator del Sistema

En general los generadores participantes del mercado determinan los siguientes valores abalados por la UT

- **Precio del MRS (US\$/MWh):** Precio igual al costo marginal de operación en el intervalo de mercado respectivo, más los cargos del sistema que corresponda considerar según lo establecido en este Reglamento.
- **Cargos del Sistema (Csis):** Costos complementarios a la producción de energía eléctrica que son traspasados directamente a la demanda. Dichos costos están asociados a los servicios necesarios para garantizar el transporte, la calidad, seguridad y eficiencia económica del suministro, así como para la recuperación de aquellos costos relacionados con aspectos administrativos y operativos del sistema, como los servicios prestados por la UT, la SIGET y otros similares.

Costos Incorporados por la UT al valor del Precio MRS

- **Perdidas en Transmisión:** En cada intervalo de Mercado, el costo económico de las pérdidas es el resultado de valorizar las pérdidas calculadas a los costos marginales de operación.
- **Cargo por Congestión:** La UT calculará el cargo mensual por congestión, de cada línea y total, integrando los cargos totales por congestión de los intervalos de Mercado del mes.

Pagos a realizar por los Participantes del mercado a la UT

- **Pagos por Compensación de Reactivos:** La UT recaudará el monto total correspondiente a compensación por reactivos a través de cargos por reactivos a pagar por cada PM responsable de los incumplimientos que obligaron a realizar las desviaciones para el control de tensión y aportes de reactivos, excepto en el caso de una necesidad asignada por la UT al sistema en conjunto.
- Los PMs que se conecten en un nivel inferior a 115 kV son responsables del pago de las pérdidas asociadas al transformador reductor a través del cual se conectan a la red de transmisión. Para esto las mediciones serán afectadas por un factor de ajuste que represente las pérdidas asociadas al transformador.
- **Costos de Calidad de Nodo:** Uno o más PMs podrán solicitar a la UT la verificación de los niveles de calidad en su nodo de conexión cuando lo estimen necesario. Los costos de dicha verificación serán a cargo del PM que la solicite.

Pagos recibidos por los Participantes del Mercado

- El PM generador que preste el servicio por Reserva Fría por Confiabilidad (RFC), recibirá mensualmente pagos por concepto de potencia y de energía.
- **Pago por la generación de prueba:** La energía generada durante las pruebas será pagada al costo variable de la unidad generadora o GGP sujeto a prueba, y se incluirá en los ajustes para el cálculo del RFC.
- **Cargo por tener la capacidad de arranque en cero voltajes:** Consistirá en un pago mensual por la disponibilidad especificada en el Anexo Servicios Auxiliares del ROBCP, el cual será incorporado al precio del MRS.

Condiciones para Acceso a Puntos de Inyección de Potencia en las Instalaciones del Transmisor

El solicitante de una interconexión para inyección de potencia en las instalaciones del transmisor, deberá presentar solicitud de factibilidad de acceso al mismo, la cual deberá contener como mínimo la información siguiente:

- a. Descripción de las instalaciones y/o equipos del solicitante en el punto de interconexión con el sistema de transmisión.
- b. El punto de la red al cual se pretende interconectar.
- c. Declaración de la potencia que inyectará.
- d. Fecha estimada de puesta en operación de la interconexión.
- e. Toda otra información relevante para evaluar la solicitud.

Requerimientos Generales Para Los Estudios

Los estudios que serán desarrollados por el solicitante tienen que ser analizados con el sistema interconectado y aislado, con el fin de:

- a. Evaluar el desempeño del sistema eléctrico en condiciones de operación normal y en emergencia, con todos sus elementos de transmisión, compensación y maniobra disponibles, y ante simple contingencia, considerando los requerimientos de niveles de calidad, criterios de seguridad en la operación y de desempeño mínimo contemplados en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (en adelante ROBCP).
- b. Evaluar el impacto de la interconexión solicitada sobre las instalaciones existentes, identificando los equipos que deberán ser sustituidos o instalados por el solicitante debido a eventuales sobrecargas, sobre corrientes y/o sobretensiones.
- c. Comprobar el desempeño del sistema eléctrico ante transitorios electromecánicos y electromagnéticos, originados en perturbaciones de diferente grado de severidad y maniobras en la red, con el objeto de identificar las medidas correctivas que resulten necesarias.

Estudios A Realizar Para Interconexión en Transmisión

El solicitante deberá realizar los estudios técnicos correspondientes, según las características de la interconexión, los cuales se ajustarán a las siguientes pautas metodológicas:

1. Estudios de la operación en régimen permanente:
 - a. Mediante estudios de flujo de potencia se debe verificar la adecuada capacidad de los equipamientos existentes y el cumplimiento de los criterios de seguridad en la operación estática y de desempeño mínimo, establecidos en el ROBCP.
 - b. El solicitante debe analizar el funcionamiento de la red con todos sus elementos de transmisión y compensación en servicio y ante contingencias simples, es decir, aquellas situaciones de operación con un elemento de transmisión indisponible.
 - c. Se deberán realizar las evaluaciones correspondientes a contingencias múltiples de alta probabilidad de ocurrencia. En todos los casos, deberán estudiarse aquellas condiciones que representen máxima exigencia al sistema de transmisión.
2. Estudios de fallas en el sistema de transmisión:
 - a. Se realizarán cálculos de cortocircuito trifásico, bifásico (con y sin contacto a tierra) y monofásico, en todos los nodos de la red.
 - b. Se determinarán las corrientes de falla en los elementos de transmisión, las corrientes de secuencia negativa que circularán por los generadores, las

- corrientes de secuencia cero en neutros de transformadores de potencia conectados a tierra, y los niveles de falla en cada uno de los nodos de la red.
- c. Cuando se trate de la interconexión a la red de nueva generación o una modificación del equipo existente, se debe determinar el decaimiento de la amplitud de la corriente de falla en los generadores, teniendo en consideración el tiempo de operación de los interruptores.
 - d. Verificar que los niveles de potencia de cortocircuito no sobrepasen los valores de diseño de los equipamientos existentes; si dichos valores se sobrepasan, el solicitante deberá sustituirlos a su costo, como parte del proyecto.
 - e. El solicitante debe indicar cuál es el incremento de la potencia de cortocircuito en cada punto del sistema por efecto de la inserción en la red de la nueva instalación o modificación.
3. Estudios de estabilidad transitoria. Los estudios a realizar deberán cumplir, como mínimo, con los objetivos siguientes:
- a. Evaluar la estabilidad transitoria del sistema eléctrico frente al impacto de contingencias dinámicas de diferente grado de severidad y verificar el cumplimiento de los criterios de desempeño mínimo definidos para la operación dinámica.
 - b. Verificar la compatibilidad de los tiempos de operación de las protecciones del sistema eléctrico en el libramiento de fallas, con los requerimientos derivados de mantener el sincronismo del sistema.
 - c. Verificar la adecuación de los tiempos de apertura monofásica a las condiciones de estabilidad del sistema de potencia, cuando se utilizan mecanismos de recierre monofásico.
 - d. Verificar la robustez del sistema de protecciones durante los regímenes de oscilación de potencia, siguientes al libramiento de fallas.
 - e. Evaluar los efectos sobre la red originados por cargas con grandes variaciones instantáneas de corriente, y operaciones que puedan conducir a una caída de tensión en algunos puntos del sistema y a la desconexión de otras cargas rotatorias por actuación de las protecciones.
 - f. La extensión de las simulaciones será como mínimo de cinco (5) segundos, medidos a partir del momento en que se aplica la primera perturbación. De ser necesario, este intervalo de tiempo se debe extender hasta que el sistema demuestre haber alcanzado un nuevo estado de equilibrio.
4. Estudios de transitorios electromagnéticos:
- a. El solicitante debe realizar estudios de transitorios electromagnéticos para comprobar que la nueva interconexión y/o ampliación del sistema de transmisión, no compromete el aislamiento de los componentes del sistema de potencia, la capacidad de disipación de energía de los dispositivos de protección o los tiempos de actuación de los sistemas de protección.
 - b. Los tipos de simulaciones a incluir dentro del estudio dependerán de las particularidades y criticidad de la interconexión y/o ampliación solicitada. En forma general, podrán considerarse las siguientes:
 - i. Energización de líneas de transmisión.
 - ii. Transitorios de fallas monofásicas.
 - iii. Determinación de tensiones transitorias de restablecimiento.
 - iv. Extinción del arco secundario.
 - v. Sobretensiones ante la apertura de fallas.
 - vi. Energización y desenergización de transformadores, cargas capacitivas e inductivas.

- c. Estos estudios deben permitir la identificación de los esfuerzos extremos a que se verá sometido el equipamiento existente para verificar que no se provoque daño a los mismos.

Programas De Simulación A Emplear

Los estudios deben ser realizados con programas de simulación de sistemas eléctricos de potencia, adecuados y utilizados para tal fin.

1. Programa de análisis de flujo de carga
 - a. El simulador de flujo de carga debe tener suficiente capacidad para representar el sistema de transmisión en forma completa y detallada, así como extender la representación a las redes eléctricas de países con los cuales esté interconectado.
 - b. Debe disponer de las facilidades necesarias para presentar los resultados en forma gráfica, sobre un diagrama unifilar del sistema eléctrico, en su totalidad o por partes, permitiendo la lectura en forma directa de los valores del vector solución de estado del sistema eléctrico (tensiones y sus ángulos en todas las barras de la red), la distribución de los flujos de potencia entre los elementos de transmisión, el porcentual de carga de los equipamientos respecto de la capacidad nominal, el estado operativo de la generación y la distribución de demanda y de los elementos de compensación.
2. Programa de análisis de fallas en redes de potencia
 - a) El simulador a utilizar debe ser adecuado para el análisis de fallas en redes de potencia. Debe tener una capacidad equivalente a la del simulador de flujo de carga, en lo que a cantidad de componentes del sistema de potencia se refiere y que, además, realice los cálculos de cortocircuito a partir de un estado inicial establecido por un flujo de carga.
 - b) El programa de cálculo debe permitir la representación de las unidades de generación con sus impedancias de secuencia positiva, negativa y cero; las cargas mediante sus impedancias de secuencia positiva, negativa y cero; las líneas de transmisión con sus reactores de compensación mediante las impedancias de secuencia positiva y cero y los acoplamientos mutuos de secuencia cero con otras líneas paralelas; los transformadores de potencia con sus impedancias de secuencia positiva y cero y el correspondiente grupo de conexión.
 - c) Adicionalmente, el programa debe tener capacidad para representar los generadores sincrónicos con sus reactancias y constantes de tiempo transitorias y subtransitorias, los tiempos de operación de las protecciones, relés de disparo y los interruptores, a efecto de poder realizar los cálculos del decaimiento de la corriente de falla en los distintos puntos de la red.
 - d) Los resultados del análisis de cortocircuito deben ser presentados sobre un diagrama unifilar del sistema, que muestre las corrientes de falla en los elementos de transmisión y las tensiones resultantes en los nodos de la red para cada tipo de falla analizado.
3. Programa de análisis de estabilidad transitoria
 - a) Se debe utilizar un simulador de sistemas de potencia en estado transitorio a nivel multimáquina, con la capacidad necesaria para representar la red eléctrica del sistema de transmisión en forma completa incluyendo las interconexiones internacionales, con un grado de detalle equivalente al utilizado en el programa de flujo de cargas.
 - b) El programa debe tener capacidad de representar:

- i. Los generadores sincrónicos con modelos de orden 50 como mínimo, conforme al tipo de rotor que se trate, polos salientes o rotor cilíndrico. Los modelos del generador deben tener en cuenta los efectos de inercia mecánica de los turbo grupos, la saturación magnética, los arrollamientos amortiguadores y la dependencia de los parámetros con la frecuencia de la red.
 - ii. Los motores de inducción, considerando las variaciones transitorias de los flujos del rotor y los efectos de inercia mecánica de las máquinas.
 - iii. Los sistemas de regulación de excitación, compensación de corriente reactiva, estabilización suplementaria y lazos de limitación de la excitación, de manera detallada y precisa, siguiendo las recomendaciones del IEEE y la IEC.
 - iv. Los sistemas de regulación de velocidad de turbina, en forma detallada y precisa, siguiendo las recomendaciones del IEEE y la IEC.
 - v. Automatismos para la conexión y desconexión de reactores y capacitores de compensación en derivación, así como de líneas de transmisión.
 - vi. Dependencia de la demanda, respecto a la frecuencia y la tensión de barra.
 - vii. Protecciones del generador, tales como relés de pérdida de excitación, pérdida de sincronismo, potencia inversa, máxima y mínima frecuencia.
 - viii. Protecciones de líneas de transmisión.
 - ix. Esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia y bajo voltaje.
- c) Los resultados de las simulaciones se deben presentar en forma gráfica, facilitando la visualización de las evoluciones transitorias de los ángulos del rotor, velocidades de generadores, tensiones en los nodos de la red, impedancias aparentes en las ramas de la red, potencia activa, potencia reactiva, tensión de excitación y corriente de excitación de los generadores, flujo de potencia transmitida por líneas y transformadores, y toda otra información que resulte relevante.
4. Programa de análisis de transitorios electromagnéticos
- a) Puede utilizarse tanto un programa de cálculo de transitorios electromagnéticos como el EMTP o similar, que permita modelar con el grado de detalle requerido por cada tipo de análisis, todos los equipamientos del sistema de transmisión y de los países con los cuales exista interconexión.
 - b) El programa debe tener la capacidad suficiente para representar los componentes del sistema de potencia con el siguiente grado de detalle:
 - i. Generadores: modelo trifásico como una fuente de tensión constante detrás de la reactancia subtransitoria. Tanto el módulo como el ángulo de desfase de la fuente de tensión deben ser ajustables, permitiendo el establecimiento de un determinado flujo de potencia entre fuentes, en caso de ser requerido.
 - ii. Cargas: modelo trifásico como una admitancia constante.
 - iii. Transformadores: modelo trifásico, considerando la reactancia de dispersión, la característica de magnetización en vacío y el tipo de conexión de los arrollamientos. Para los estudios de desenergización, se deben incorporar al modelo las capacitancias equivalentes entre terminales y a tierra del transformador.
 - iv. Interruptores: se deben modelar teniendo en cuenta la característica de prearco en la determinación de los instantes de cierre de sus contactos.

En caso de que estén equipados con resistencias de preinserción, éstas deben ser incorporadas al modelo.

- v. Pararrayos: se deben modelar de acuerdo al tipo constructivo que se trate, teniendo en cuenta la característica I/V.
- vi. Líneas de transmisión: modelo trifásico de parámetros distribuidos, que tenga en cuenta la dependencia de los parámetros con la frecuencia, los efectos de resistividad del terreno y la asimetría capacitiva entre fases.
- vii. Reactores de barra, línea, o neutro: se deben representar por medio de una impedancia que tenga en cuenta las características de secuencia positiva, negativa y cero del reactor y la característica de magnetización.
- viii. Capacitores de barra: se deben representar por medio de una impedancia que tenga en cuenta la reactancia capacitiva y el factor de pérdidas del capacitor.
- ix. Equivalentes de red externa: aquellas partes de la red que se encuentren localizadas fuera del área de interés del estudio, podrán representarse con equivalentes cuyas características de respuesta en frecuencia sean similares a las de la red que se pretende representar.

Requerimientos para Construcción

Después de aprobada la solicitud, el solicitante deberá presentar para aprobación el diseño detallado de las obras civiles, mecánicas, electromecánicas, control y protección, etc., necesarias para la interconexión, las cuales deberán cumplir con los requerimientos de los códigos, reglamentos y normas técnicas nacionales e internacionales aplicables, en especial los utilizados en la práctica de la ingeniería de diseño de subestaciones y sistemas de transmisión eléctricos.

Una vez finalizados los trabajos de construcción, el solicitante deberá realizar pruebas a la obra electromecánica, equipos de subestación instalados, cables de control y circuitos de control y protección, de las cuales presentará el correspondiente informe para aprobación del transmisor.

1. Pruebas de obra electromecánica:

- a. Revisión de apriete mecánico de los pernos en estructuras y conectores.
- b. Revisión de conexiones a tierra.

2. Pruebas de equipos:

- a. Interruptor de potencia
 - i. Pruebas de aislamiento.
 - ii. Pruebas de resistencia de contactos.
 - iii. Pruebas de tiempo para el cierre y apertura de polos.
 - iv. Verificación del contador de operaciones y banderas de indicación.
- b. Transformadores de corriente
 - i. Pruebas de resistencia en devanados secundarios.
 - ii. Pruebas de aislamiento.
 - iii. Pruebas de polaridad.
 - iv. Pruebas de relación de transformación.
 - v. Trazado de la curva de saturación.
- c. Pararrayos
 - i. Pruebas de aislamiento.
- d. Seccionadores
 - i. Pruebas de resistencia de contactos.

- ii. Pruebas de apertura y cierre, para verificar su correcto ajuste mecánico.
- iii. Pruebas de enclavamiento mecánico, de requerirse.
- iv. Pruebas de enclavamiento eléctrico (a realizarse durante las pruebas de operación de los circuitos de control y protección), de requerirse.
- v. Pruebas de operación de los contactos auxiliares de indicación y enclavamiento (a realizarse durante las pruebas de operación de los circuitos de control y protección).
- e. Pruebas en circuitos de indicación y control/protección
 - i. Pruebas de aislamiento y continuidad del cableado, instalado entre los equipos de alta tensión y panel de control.
 - ii. Inspección visual del cableado en gabinetes locales de equipos, gabinete de centralización y panel de control, para verificar el etiquetado, seguridad y estética de las conexiones, y que éstas hayan sido realizadas de acuerdo a los planos aprobados.
 - iii. Pruebas de operación de los equipos del panel de control y protección, mediante inyecciones secundarias de corriente y voltaje; incluyendo la medición de los tiempos de operación de los contactos de disparo del relevador de protección.
 - iv. Inyecciones secundarias de corriente y voltaje, desde los gabinetes locales de los equipos de alta tensión, para verificar la correcta operación de los circuitos de telemetría y protección.
 - v. Pruebas de los circuitos de control (apertura, cierre y bloqueos) y circuitos de indicación asociados.
 - vi. Pruebas de operación de los circuitos de interface, incluyendo las pruebas de disparo por la actuación de relevadores patrones con enclavamiento y transferencia de los disparos de las protecciones, de existir.

3. Pruebas a nivel local y remoto de los circuitos de telecontrol

- a. Señales analógicas
 - i. Verificación de la correcta operación de transductores, mediante inyecciones secundarias de voltaje y corriente.
 - ii. Verificación de la correcta operación de los transductores de energía, mediante inyecciones secundarias de voltaje y corriente.
- b. Señales digitales
 - i. Verificación del envío de las señales de alarma, mediante el puenteo en los contactos de indicación de los equipos instalados en el panel de control o mediante simulaciones de falla a través de inyecciones secundarias de voltaje y corriente.
 - ii. Verificación de la correcta actualización de las condiciones de estado.
- c. Señales de comando
 - i. Apertura y cierre del interruptor de potencia y verificación del local/remoto.

3.2 Modelos de Mercado Aplicado en los Países Centroamericanos.

3.2.1 Guatemala

El mercado eléctrico en Guatemala se rige por un modelo de mercado de costos tiene cinco sectores principales. Cada uno tiene un rol en el suministro de energía eléctrica, que se divide en la generación, transporte, distribución, comercialización o como un gran usuario.

La oferta de energía eléctrica inicia con los sistemas de generación, que son las fuentes primarias de energía. Aquí, podemos mencionar el bunker, diesel, carbón mineral, biomasa e hidroeléctricas. La operación de los generadores tiene un ente gestor: El AMM. La entidad privada coordina las transacciones entre los participantes del Mercado Mayorista y vela por la calidad y seguridad del abastecimiento de energía.

Las distribuidoras de energía eléctrica son las empresas encargadas de transportar el suministro eléctrico hasta el hogar de los usuarios regulados, también llamados pequeños usuarios (casas, departamentos o pequeños negocios), cuyo consumo de electricidad está sujeta a las tarifas establecidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE). En Guatemala existen un total de 18 empresas distribuidoras de energía eléctrica. [18].

Entes Reguladores

El primer paso para entender cómo funciona el sistema eléctrico, es saber que el sector energético en Guatemala se compone de dos subsectores: eléctrico e hidrocarburos.

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) es la institución del Estado rectora de ambos subsectores. También es el encargado de aplicar la Ley General de Electricidad (LGE), y su cumplimiento.

La Ley establece que el mercado eléctrico lo conforma un mercado regulado (distribuidores y usuarios del servicio eléctrico que no cumplen con el mínimo de demanda de potencia establecido por el MEM) y el mercado mayorista.

El Consejo Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), es el operador del mercado eléctrico, encargado del establecimiento de las tarifas de distribución, el control de calidad de servicio y la correcta comunicación entre los clientes y las empresas de distribución eléctrica

El Mercado Mayorista es administrado por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y está conformado por los generadores, transportistas, comercializadores, distribuidores y grandes usuarios. La Ley también señala el marco institucional del subsector eléctrico, conformado por un ente rector, un ente regulador y un ente operador del sistema y del mercado eléctrico: El MEM, el AMM y CNEE, sucesivamente.

El mercado se divide en tres tipos:

- Mercado de oportunidad de energía (SPOT): El precio fluctúa según hora o proveedor. Precio de oportunidad de energía, es el máximo costo variable en que se incurre cada hora para abastecer un KWh adicional.
- Mercado a Términos (Contratos): Contrato y liquidación entre agentes, contrato por diferencias en curva de carga, contrato de potencia sin energía asociada, Contrato con opción de compra de energía, Contrato por diferencia por la demanda faltante.

- Mercado de desvíos de Potencia: Es el conjunto de intercambios en el Mercado Mayorista, que resulta en los excedentes o faltantes de potencia comprometida en contratos entre agentes.

3.2.2 Costa Rica

En el sector de generación el Centro Nacional de Control de Energía (CENSE) es el encargado de hacer la asignación de cuotas de generación. Al ser una dependencia dentro del ICE (Instituto Costarricense de Electricidad).

El sector de generación de energía está conformado por dos empresas del estado: el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), dos empresas públicas de servicios de propiedad municipal que atienden mercados regionales; un consorcio de cuatro cooperativas de electrificación rural, alrededor de 30 empresas de generación privada organizadas.

En generación el ICE no es un monopolio de hecho, aunque claramente es un actor dominante en ese mercado. De los 10,693,420 MWh de electricidad producidos en el 2015 casi el 70 por ciento se concentró en las dos empresas del Grupo ICE

En Transmisión el ICE es la institución encargada de planificar, construir, operar, mantener y ampliar la red de transmisión en el país.

En el área de distribución y comercialización no hay competencia, hay distribución de mercado por segmento geográfico. [9]

Entes Reguladores

El sector de generación eléctrica costarricense está regulado por la Ley No. 7593 de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) y por diversas leyes que han ido modificando la anterior. El sistema eléctrico de Costa Rica es operado por el Centro Nacional de Control de Energía del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) que se dedica a la administración y planificación a corto plazo. El fin de la ARESEP es cumplir las funciones que le encomienda la ley, procurando que la provisión de los servicios públicos regulados garantice la atención de las necesidades de los usuarios y la prestación de los servicios en términos de equidad, acceso, costo, sostenibilidad ambiental y calidad.

La planificación y administración a largo plazo de este sector recae sobre el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAET), el cual elabora el Plan Nacional de Energía (PNE) que orienta las acciones de los agentes. Específicamente el Plan de Desarrollo Eléctrico Nacional (PDEN) busca orientar a largo plazo la expansión del desarrollo eléctrico de generación, transmisión y distribución eléctrica del ICE e integrando los proyectos de desarrollo de otras empresas del sector eléctrico.

3.2.3 Nicaragua

El sector eléctrico de Nicaragua está regulado por reglamento de la ley de la industria eléctrica, decreto ejecutivo No. 42-98. [14].

En el sector de Generación para el 2006, había 10 compañías de generación en el Sistema Interconectado Nacional, ocho de las cuales estaban en manos privadas, estas compañías son Hidrogesa y GECSA por parte del sector público, de la empresa privada se tiene Gemosa, SJP. CENSA, EEC, GEOSA, Monte Rosa, NSEL, Tipitapa. En Nicaragua, el 100% de la transmisión está gestionada por ENATREL, que también está a cargo del suministro del sistema.

Por parte de la distribución en Nicaragua, la compañía Dissur-Disnorte, es un consorcio entre la española TSK y el estado, controla el 95% de la distribución. Otras compañías con aportes menores son Bluefields, Wiwilí y ATDER-BL

Entes Reguladores

- La Ley No. 785
- Ley de Adición del Literal m) al artículo 4 de la Ley No. 554 “Ley de Estabilidad Energética”
- La Ley 839, “Ley de Reformas y Adiciones a la Ley No. 272
- Ley de la Industria Eléctrica, a la Ley 554, “Ley de Estabilidad Energética”, de Reforma a la Ley No. 661
- Ley para la Distribución y el Uso Responsable del Servicio Público de Energía Eléctrica” y a la Ley No. 641, “Código Penal”
- La Ley No. Ley 898, “Ley de Variación de la Tarifa de Energía Eléctrica al Consumidor”
- La Ley No. 911, “Ley de Reformas a la Ley No. 554, Ley de Estabilidad Energética”
- Ley 898, “Ley de Variación de la Tarifa de Energía Eléctrica al Consumidor”
- Ley 943, “Ley de Reforma a la Ley 898, Ley de Variación de la Tarifa de Energía Eléctrica al Consumidor”

El Ministerio de Energía y Minas, creado en enero de 2007, reemplazó a la Comisión Nacional de Energía (CNE). El MEM está a cargo de la producción de las estrategias de desarrollo para el sector nacional de electricidad. En 2003, la CNE elaboró el “Plan Indicativo de la Generación del Sector Eléctrico de Nicaragua, 2003-2014”, que tiene como objetivo proveer apreciaciones útiles a los inversores privados para orientar sus decisiones sobre las tecnologías a implementar en el país.

El Instituto Nicaragüense de Energía aplica las políticas definidas por el gobierno (es decir, por el MEM). Está a cargo de la regulación y fijación de impuestos.

El Instituto Nicaragüense de Energía (INE) aplica las políticas definidas por el gobierno (es decir, por el MEM). Está a cargo de la regulación, fijación de impuestos y adjudicación de licencias y concesiones para proyectos de generación y de distribución.

La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) es la entidad reguladora del Mercado Eléctrico Regional (MER) creado por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.

El Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) es la entidad reguladora a cargo de la administración del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y el Sistema Interconectado Nacional.

Mercado Eléctrico

De acuerdo a la legislación nicaragüense, existen dos formas de comprar electricidad: el régimen de precio libre (mercado no regulado) y régimen de precio regulado.

En el régimen de precio libre (no regulado), las transacciones se realizan sin la intervención del estado y comprende las transacciones entre los siguientes agentes. Entre generadores, cogeneradores, auto productores, distribuidores y grandes consumidores.

Más importaciones y exportaciones de energía eléctrica y potencia.

En el régimen de precio regulado las transacciones son remuneradas mediante contratos aprobados por el ente regulador, el INE, y comprende las siguientes transacciones:

Las ventas de energía y potencia de los distribuidores a los consumidores finales.

El transporte (peaje) de energía y potencia en el sistema de transmisión y distribución, y otros cargos.

3.2.4 Honduras

En el sector de generación según la Ley Marco del Subsector Eléctrico de 1994, la generación puede estar a cargo de entidades estatales, de propiedad mixta o privadas. Estas entidades están facultadas para vender energía a grandes consumidores o a la ENEE. Como resultado, los inversores privados se embarcaron principalmente en nuevos proyectos de generación, lo que incluye la energía hidroeléctrica y otras alternativas.

Cada dos años, la ENEE debe presentar ante el regulador los planes de expansión del sistema (es decir, la adquisición de nueva capacidad de generación y la expansión de la transmisión), los cuales deben ser aprobados por el Gabinete Energético.

Por ley, la ENEE tiene el mandato de dar prioridad a la generación basada en recursos renovables al determinar el plan de expansión óptimo. La condición es que el valor neto real de la secuencia, incluida la generación basada en recursos renovables, no debe superar en más de un 10% el valor del plan de expansión de menor costo.

Los generadores de electricidad privados que utilizan energía renovable han formado una asociación nacional, la Asociación de Productores de Energía Renovable de Honduras (APERH), para promover el uso de energía renovable.

La contratación de empresas de generación privada por parte de la ENEE comprende generalmente la obligación de la totalidad de la producción actuando la ENEE como único comprador del mercado eléctrico nacional en la actualidad, por un lado que las empresas aseguran una disponibilidad con un pago por capacidad firme y por otro lado que no se ha dado una liberalización del mercado para grandes consumidores, empresas distribuidoras y comercializadores a pesar de la que la misma Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico considera un grado de liberalización, manteniendo la ENEE su posición de una gran monopolio administrado por el gobierno.

En Transmisión por ley, las redes de transmisión están sujetas a una regla de "acceso abierto". Las empresas operadoras de propiedad pública, privada o mixta pueden construir y poseer redes de transmisión. Sin embargo, en la práctica, la ENEE es la responsable de la

transmisión y de las operaciones del sistema a través de su Centro de Despacho, el cual determina el costo marginal horario de la generación.

En distribución la ley de 1994 ordenó a la ENEE dividir por regiones su red de distribución. A la división, aprobada por la ENEE, le seguiría la venta de esas redes a cooperativas, municipios, asociaciones de trabajadores, otros grupos similares o compañías privadas, siempre sujeta a la aprobación del Congreso Nacional. La ley estableció que la distribución de electricidad sería realizada "prioritariamente" por compañías privadas bajo un régimen de concesión. Los distribuidores deben tener un contrato de abastecimiento válido firmado con los generadores, con una duración de al menos cinco años (aunque la ley no fija una cantidad mínima).

La Empresa Energía Honduras (EEH) contratado por la ENEE para operar el sistema de distribución y comercialización de la energía. [19].

Ente Reguladores

La CNE ha tenido un papel marginal debido a la falta de apoyo político y de recursos. Como resultado de este vacío en el gabinete, el servicio público nacional ENEE (Empresa Nacional de Energía Eléctrica) se ha convertido en la referencia predeterminada en asuntos energéticos, y es consultado por el gobierno incluso sobre temas relativos a la formulación de políticas y regulación, lo que contribuye a una débil separación de papeles entre el servicio público, el organismo regulador y el ministerio.

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), fue creada por Decreto Ley No. 48 de la Junta Militar de Gobierno el 20 de febrero de 1957 y se le otorgó la facultad de hacer estudios, operar y administrar todo proyecto de electrificación perteneciente al estudio. La ENEE está dirigida por una junta directiva presidida por la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA) y completada por la Secretaría de Obras Públicas, Transporte y Vivienda, la Secretaría de Finanzas, la Secretaría de Industria y Comercio, la Secretaría Técnica y de Cooperación Internacional y un representante del Consejo Hondureño de la Empresa Privada (COHEP), aunque la ley de marco del subsector eléctrico dictamina la formulación de políticas a un Gabinete Energético presidido por el Presidente de la República, con la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA) como secretaria y coordinadora

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE): Es una entidad desconcentrada Sectorial de Conducción y Regulación Económica, con independencia funcional, presupuestaria y facultades administrativas suficientes para asegurar la capacidad técnica y financiera necesaria para el cumplimiento de sus objetivos. Es un ente responsable de regular las actividades de los Agentes del Mercado e Instituciones del Subsector Eléctrico Hondureño de forma transparente e imparcial.

3.2.5 Panamá

La Generación eléctrica está conformada por 30 empresas privadas registradas en el Mercado mayorista y la Transmisión eléctrica provista por ETESA, S.A. (empresa pública). En el área de distribución existen 3 empresas privadas con cobertura nacional del 90%.

Entes Reguladores

ETESA, Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. y cuyo nombre legal es ETESA S. A., es una empresa panameña que opera en los sectores eléctrico. Actualmente es propiedad en un 100 % del Estado estando el resto en manos de inversores y accionistas privados constituida con las disposiciones establecidas en la Ley 6 de 1997, en la Ley 32 de 1927 sobre sociedades anónimas

La Autoridad de los Servicios Públicos (ASEP) es el ente regulador de los servicios públicos existente en Panamá. Es el ente que regula todo lo que concierne a las telecomunicaciones, la electricidad, el agua y el alcantarillado, así como la radio y la televisión.

La Ley 26 de 29 de enero de 1996 “Por la cual se crea el Ente Regulador de los Servicios Públicos”, es la ley constitutiva de la entidad. Establece las facultades legales asignadas a la entidad para el cumplimiento de sus obligaciones. Dicha ley define los propósitos fundamentales para los cuales fue creada esta entidad, los lineamientos para su organización y en general establece el marco de acción en el cual debe funcionar esta institución. La Ley 26 de 1996 es complementada por las leyes sectoriales, las cuales establecen de manera específica la regulación que le debe ser aplicada a las empresas que brindan servicios en cada uno de los sectores que regula la entidad.

Secretaria General de Energía

Su misión es conducir la política energética del país, dentro del marco constitucional vigente, para garantizar el suministro competitivo, suficiente, de alta calidad, económicamente viable y ambientalmente sustentable de los recursos energéticos que requiere el desarrollo.[\[20\]](#).

La Secretaria Nacional de Energía adscrita a la Presidencia de República, tiene como misión establecer e impulsar la Política Energética del país para:

1. Garantizar la seguridad del suministro,
2. Lograr el acceso a la electricidad en todo el país.
3. Promover el uso racional y eficiente de la energía y energía eléctrica.
4. Promover la investigación y desarrollo de nuestros recursos naturales con potencial, incluyendo principalmente a las energías renovables y más limpias.
5. Promover el uso de energía de forma sustentable.
6. Apoyar en la implementación de la interconexión eléctrica regional.
7. Cumplir con los compromisos del tiempo de mitigación y adaptación al cambio climático.

Mercado Eléctrico

Mercado de Generación El mercado de generación eléctrica lo componen los generadores provenientes de fuentes de energías renovables o termoeléctricas, que están interconectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) principalmente a través del sistema de transmisión de ETESA, e inyectan energía en KWh y potencia en KW. La energía que ETESA transmite a las empresas de distribución se hace llegar a las empresas, residencias y demás usuarios del servicio eléctrico. Alternativamente, los generadores pueden conectarse al SIN a través de las redes de distribución.

Mercado de Contratos: Al mercado de contratos corresponden las compras o ventas de energía y/o potencia, entre generadores, distribuidores y grandes clientes. De acuerdo al diseño del modelo de mercado panameño, las distribuidoras deben contratar la cobertura del 100% de la demanda de sus clientes regulados, la cual realizan mediante actos públicos. Si esto se cumple, lo anterior significa que los usuarios finales pagarían como componente de generación la suma de los contratos licitados, que proporciona estabilidad en los precios y no los expone a la volatilidad de los precios del mercado ocasional de corto plazo.

Mercado Ocasional: El mercado ocasional es el mercado de energía donde se saldan las diferencias entre lo dispuesto en los contratos y la generación real de cada planta. En otras palabras, si un generador no generó la totalidad de la energía contratada, debe comprar la porción no generada en el mercado ocasional para cumplir con su contrato.

3.3 Comparación del Marco Normativo de los Países de Centroamérica

El Salvador

El Decreto Legislativo 462 establece incentivos fiscales para el Fomento de las Energías

Renovables en la Generación de Electricidad. Durante los primeros 10 años exonera de pago por Derechos Arancelarios de Importación de maquinaria, equipos, materiales, insumos para labores de pre inversión, incluyendo líneas de transmisión hasta por 20 MW. Asimismo, del pago del Impuesto sobre la Renta durante los primeros cinco años para proyectos de entre 10 y 20 MW y por 10 años para los menores a 10 MW. En cuanto a los proyectos mayores a 20 MW, se podrán deducir del Impuesto sobre la Renta los gastos o costos para investigación, exploración y preparación del proyecto por un plazo de 10 años. También queda exento de pago el Impuesto a la Transferencia de Bienes Muebles y a la Prestación de Servicios.

Guatemala

Al igual que en El Salvador, el sector eléctrico del país es regido por una Ley General de Electricidad, a su vez el país también cuenta con un Reglamento para dicha ley de electricidad a continuación se enumeran las leyes más importantes en el sector eléctrico de Guatemala

1. Ley General de Electricidad, Decreto No. 93 - 96
2. Reglamento de La Ley General de Electricidad, Acuerdo Gubernativo No. 256-97 y sus reformas.
3. Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, Acuerdo Gubernativo No y sus reformas.
4. Normas de Coordinación Comercial y Operativa del Administrador del Mercado Mayorista.
5. Ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable.

Costa Rica

La Ley N° 7593 de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), define sus funciones para el suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización, para los servicios de telecomunicaciones.

Principios Regulatorios de la Ley 7593:

1. Potestad de velar por el cumplimiento de los requisitos de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad. Existe el seguimiento tarifario.
2. Servicio al costo y retribución competitiva: se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad.
3. Equilibrio financiero: reconocimiento de costos de los distintos mecanismos de contratación de financiamiento de proyectos, la protección de los recursos hídricos, costos y servicios ambientales.

A continuación, se enumeran otras leyes importantes en el sector eléctrico costarricense

1. Ley No.7200 Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela
2. Ley No.7447 Regulación del Uso Racional de la Energía.
3. Ley No.8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional.
4. Ley No.8829 Modificación del artículo 38 de la Ley No 7447 Regulación del uso racional de la Energía, de 03/11/1994 y sus reformas, Ley para Incentivar el desarrollo y la utilización de Fuentes renovables de Energía.
5. Ley No.9518 Incentivos y promoción para el transporte eléctrico

Nicaragua

En el marco jurídico nicaragüense en el 2012 en el Decreto Legislativo No. 6497 Digesto Jurídico del Sector Energético, este poder del Estado aprobó reformas y leyes en materia energética, que fortalecieron más el sector, tales como:

1. La Ley No. 785
2. Ley de Adición del Literal m) al artículo 4 de la Ley No. 554 “Ley de Estabilidad Energética”
3. La Ley 839, “Ley de Reformas y Adiciones a la Ley No. 272
4. Ley de la Industria Eléctrica, a la Ley 554, “Ley de Estabilidad Energética”, de Reforma a la Ley No. 661
5. Ley para la Distribución y el Uso Responsable del Servicio Público de Energía Eléctrica” y a la Ley No. 641, “Código Penal”
6. La Ley No. Ley 898, “Ley de Variación de la Tarifa de Energía Eléctrica al Consumidor”
7. La Ley No. 911, “Ley de Reformas a la Ley No. 554, Ley de Estabilidad Energética”
8. Ley 898, “Ley de Variación de la Tarifa de Energía Eléctrica al Consumidor”
9. Ley 943, “Ley de Reforma a la Ley 898, Ley de Variación de la Tarifa de Energía Eléctrica al Consumidor”

Honduras

1. Ley General de la Industria Eléctrica, regula las actividades de generación, transmisión, operación, distribución y comercialización de electricidad; regula la importación y exportación de energía eléctrica, en forma complementaria a lo establecido en tratados internacionales sobre la materia, y la operación del Sistema Interconectado Nacional, incluyendo su relación con los sistemas eléctricos de los países.
2. Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrico con Recursos Renovables, tiene como finalidad principal promover la inversión pública y/o privada en proyectos de generación de energía eléctrica con recursos renovables nacionales.
3. Reforma a la Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrico con Recursos Renovables, Reformar el Artículo 2 y sus numerales 1), 2) 3) y 5) de la Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables.

Panamá

1. La ley No. 6 es la ley principal que establece el régimen a que se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como las actividades normativas y de coordinación consistentes en la planificación de la expansión, operación integrada del sistema interconectado nacional, regulación económica y fiscalización sus funciones son, propiciar el acceso de las comunidades al servicio, fomentar la competencia del sector privado, establecer el marco legal que incentive la eficiencia

Ley 45 de 4 de agosto de 2004 que establece incentivos a las energías renovables.

Los cambios que se enfocan en el fortalecimiento de las compras de energía y/o potencia han resultados en:

1. La modificación a las Reglas de Compras del Mercado Mayorista de Electricidad aprobadas mediante Resolución de ASEP AN No. 10922-Elec de 8 de febrero de 2017, que introdujo la figura del Comité Consultivo conformado por representantes de las distribuidoras, que apoyará a ETESA en la preparación de los documentos para los actos de licitación de Potencia y/o Energía y en la evaluación de las ofertas, e incluye, un nuevo procedimiento y plazos para la preparación y publicación del informe anual de contrataciones.
2. Por su parte ETESA, ha realizado una contratación de un nuevo modelo de evaluación para las compras de potencia y energía, que ofrecerá la posibilidad de encontrar soluciones que faciliten la competencia de diversas tecnologías de generación eléctrica y aumentar los niveles de transparencia de la información dentro del proceso. Se prevé que será necesario revisar los modelos de contratación vigentes y con ello, aprobar una modificación a las Reglas de Compras.

Otras Leyes importantes

Ley No. 10, que reorganiza la estructura y atribuciones del ente regulador de los servicios públicos y dicta otras disposiciones.

Ley No. 15, establece las normas para subsidiar el consumo básico o de subsistencia de los clientes del servicio público de electricidad y dicta otras disposiciones.

Ley No. 37, por la que se establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción, operación y mantenimiento de centrales y/o instalaciones solares.

Ley No. 44, por la que se establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción y explotación de centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad.

Ley No. 45, que establece un régimen de incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y de otras fuentes nuevas renovables y limpias, y dicta otras disposiciones.

Ley No. 67, que modifica y adiciona artículos a la Ley 6 de 1997, sobre el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad, para impulsar la equidad en el suministro de energía eléctrica en las áreas rurales.

País	Ventaja	Desventaja
El Salvador	<p>Incentivos de Energías Renovables en la generación de electricidad.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Exención de derechos arancelarios a la importación. (durante los primeros 10 años). • Exención del impuesto sobre la renta por un período de cinco años para proyectos mayores a los 10 megavatios (MW), y por 10 años para menos de 10 megavatios (MW). • 3. Exención total del pago de impuestos sobre los ingresos provenientes directamente de la venta de las Reducciones Certificadas de Emisiones (CERs, en el marco del mecanismo para un desarrollo limpio), o mercados de carbono similares. 	<p>La Ley General no menciona la elaboración de planes indicativos de generación; sin embargo, establece que el planeamiento de la expansión, las ampliaciones y refuerzos de la red nacional de transmisión, así como de su mantenimiento, estarán a cargo de Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL).</p>
Guatemala	<ul style="list-style-type: none"> • Es libre la generación de electricidad y no se requiere para ello autorización por parte del Estado, más que las reconocidas por la Constitución Política de la Republica de Guatemala y las leyes del país. • Es libre el transporte de electricidad, también es libre el servicio de distribución privada de electricidad. • Son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad, con la excepción de los servicios de transporte y distribución, sujetos a autorización. Las transferencias de energía entre generadores, comercializadores, importadores y exportadores que resulten de la operación del mercado mayorista, 	<p>En el mercado mayorista puede existir una minimización del poder de decisión: la posición que ocupan los empresarios encargados de gestionar el mercado mayorista es muy favorable de cara a su intervención en la toma de decisiones a nivel de producción. Toda la capacidad de control que ellos ganan, crece a costa de una pérdida de poder en el lado de los generadores más pequeños estos, deben someterse a la presión del mercado mayorista, por</p>

	<p>estarán sujetas a regulación en los términos de la Ley.</p>	<p>encima del cumplimiento de sus propios planes estratégicos.</p>
Costa Rica	<ul style="list-style-type: none"> • Potestad de velar por el cumplimiento de los requisitos de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad. • Servicio al costo y retribución competitiva: se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad. • Equilibrio financiero: reconocimiento de costos de los distintos mecanismos de contratación de financiamiento de proyectos, la protección de los recursos hídricos, costos y servicios ambientales. <p>Leyes de Inversión:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Trato igualitario a inversionistas nacionales y extranjeros. • Libre transferencia al exterior de utilidades y dividendos relacionados con la inversión. • Acceso a financiamiento local. 	<p>La planificación y desarrollo del servicio eléctrico depende en su totalidad del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) además es el único encargado de comprar y vender energía, esto afecta a otros actores del mercado. El ICE también opera el mercado eléctrico esto hace que no existe un mercado competitivo ya que la ICE es el único comprador de energía, creando un conflicto con las empresas independientes que generan energía.</p>
Nicaragua	<p>En el artículo 12 se establece la obligatoriedad para las distribuidoras a incluir en sus procesos de licitación para la compra de energía y potencia la proveniente de fuentes renovables con una duración mínima de 10 años. El regulador se debe asegurar que el pliego de cargos incluya la contratación de un porcentaje de energía renovable en acuerdo con las políticas y estrategias establecidas por el CNE. El Consejo Directivo de la Superintendencia de Servicios Públicos establecerá la normativa para determinar los precios a los cuales se podrá contratar el porcentaje de la energía renovable establecida.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Falta de normativas para la generación y venta de energías renovables en el área de distribución eléctrica. • Falta de incentivos para la generación de energías renovables • Falta de subsidios para tener precios más justos en el costo de energía

Honduras	<ul style="list-style-type: none"> • El artículo 12 de la misma ley establece que las empresas de generación, sin importar la naturaleza de su propiedad, podrán vender a distribuidores, a grandes consumidores y a la ENEE. En el caso de que la venta sea iniciativa del generador, la ENEE garantizará que el precio sea inferior o igual al costo marginal de corto plazo. Por el contrario, la compra es promovida por la ENEE; entonces, el precio será el que resulte de la licitación correspondiente. • En el artículo 14 se reconocen a las energías renovables, una ventaja sobre la generación convencional. En los planes de expansión de la generación, las secuencias que incluyan fuentes renovables pueden superar hasta el 10% del valor presente neto de la secuencia de menor costo con fuentes convencionales y ser consideradas válidas. 	No existen otros beneficios para el desarrollo de las energías renovables.
Panamá	<p>En la Ley 45, se otorgan incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y de otras fuentes nuevas, renovables y limpias. No pagarán cargos de distribución y transmisión las plantas hidroeléctricas menores a 10 MW, además podrán hacer contratos sin pasar por el proceso de licitación pública, mientras que estarán exoneradas por los primeros 10 años los sistemas de 10 a 20 MW (pequeñas centrales) y por los primeros 10 MW. Los incentivos básicamente fiscales se limitan a las plantas de hasta 20 MW y menores.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Exoneración de impuestos de importación, aranceles, tasas, contribuciones y gravámenes, así como impuestos de transferencia de bienes corporales muebles y prestación de servicios para equipos, maquinaria, repuestos y demás insumos requeridos para la construcción, operación y mantenimiento. • Incentivo fiscal equivalente hasta por el 25% de la inversión total directa aplicable al Impuesto sobre la Renta 	Relación cerrada entre regulador y regulado donde este último puede encapsular al primero, puede ser percibida como compleja y legalista y la definición de estándares aceptables pueden ser difíciles.

	<p>con base en la reducción de los GEI. 14</p> <ul style="list-style-type: none"> • Crédito fiscal hasta por el 5% de la inversión total en obras de infraestructura que después pasen a ser de uso público. 	
--	---	--

Tabla 3.1 Comparación General de las Normativas Eléctricas de los países Centroamericanos. [2], [5], [10], [12], [15],[20].

4. METODOLOGÍAS DE CARGOS APLICADOS EN EL PAÍS

4.1 Metodología del Cargo de Distribución.

Marco normativo.

El artículo 67 de la Ley General de Electricidad establece que los cargos de distribución se basarán en el cálculo de los costos medios de inversión, operación y mantenimiento de una red de distribución eficientemente dimensionada y operada, de igual forma, establece que para el cálculo de los costos de operación y mantenimiento, se utilizarán los costos anuales de operación y mantenimiento considerando costos locales y estándares internacionales de eficiencia, pérdidas medias de distribución en potencia y energía y el valor esperado de compensación por falla (VECF), correspondientes a una red de distribución dimensionada y operada eficientemente, a continuación se presenta el art 67 de la Ley General.[2].

Ley general de electricidad Art 67:

El Método para la determinación de los cargos por el uso de sistemas de distribución, deberá tomar en cuenta lo siguiente:

- a) Los cargos se basarán en el cálculo de los costos medios de inversión, operación y mantenimiento de una red de distribución eficientemente dimensionada y operada. Dichos costos medios no incluirán costos de mercadeo, comercialización y demás servicios al usuario final.

Como costo de inversión se utilizará la anualidad del valor nuevo de reemplazo de una red de distribución eficiente dimensionada al mercado. La anualidad será calculada considerando la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de descuento real definida en la presente Ley para tal efecto.

Como costos de operación y mantenimiento se utilizarán los costos anuales de operación, considerando costos locales y estándares internacionales de eficiencia, pérdidas medias de distribución en potencia y energía y el valor esperado de las compensaciones por fallas correspondientes a una red de distribución dimensionada

y operada eficientemente, cuyos límites de compensación y pérdidas eléctricas serán establecidos por la SIGET.

b) Los cargos para la mediana y gran demanda serán calculados con base a la potencia entregada por nivel de tensión, sin considerar la energía a suministrar. En el caso de aquellos usuarios correspondientes a la categoría tarifaria de pequeña demanda, el cargo por distribución se establecerá únicamente en función de la energía demandada o consumida.

c) Si el distribuidor hubiese recibido subsidios, subvenciones o donaciones para la expansión y ampliación de su red, se deberá excluir del valor nuevo de reemplazo, el valor de dichas aportaciones. Este ajuste se efectuará con base en la vida útil típica de las instalaciones y la tasa de descuento establecida en la presente Ley para este efecto.

Los Cargos de Distribución (CDistr) se calcularán dividiendo los costos anuales correspondientes al Costo de Capital Anual (CCA) más el Costo Total Anual de Operación y Mantenimiento (CTOM) para el subsistema correspondiente a cada nivel de tensión, entre la Capacidad Total de Transferencia (CTT) de dicho subsistema.

Los cargos de distribución serán calculados en forma separada para las redes de Media Tensión (MT) y Baja Tensión (BT), y serán expresados en valores monetarios unitarios por mes, específicamente en Dólares de los Estados Unidos de América (US\$) por kilovatio (kW) y mes.

Los cargos de distribución, con exclusión de las pérdidas de energía serán calculados mediante las expresiones siguientes:

$$\text{CDistr}_{\text{MT}} = (\text{CCAMT} + \text{CTOM}_{\text{MT}}) / (\text{CTT}_{\text{BT}} + \text{CTT}_{\text{MT}})$$

$$\text{CDistr}_{\text{BT}} = (\text{CCABT} + \text{CTOM}_{\text{BT}}) / (\text{CTT}_{\text{BT}})$$

Donde:

- $\text{CDistr}_{\text{MT}}$ es el cargo de distribución de la red de MT.
- $\text{CDistr}_{\text{BT}}$ es el cargo de distribución de la red de BT.
- CCAMT es el Costo Anual de Capital de la red de MT.
- CCABT es el Costo Anual de Capital de la red de BT.
- CTOM_{MT} es el Costo Total de Operación y Mantenimiento de la red de MT.
- CTOM_{BT} es el Costo Total de Operación y Mantenimiento de la red de BT.
- CTT_{MT} es la suma de las potencias máximas de los clientes de media tensión.
- CTT_{BT} es la suma de las potencias máximas de los clientes de baja tensión

CTT_{MT} es la suma de las potencias máximas de los clientes de media tensión. En el caso de las categorías tarifarias que requieran de medición de potencia considerará, para el cálculo de la CTT_{MT} , la suma del promedio de las potencias máximas registradas a los usuarios comprendidos en estas categorías tarifarias para el año base del estudio. En el caso de aquellas categorías tarifarias 4 que no cuenten con medición de potencia se considerará, para

el cálculo de la CTTMT, la potencia máxima obtenida (para toda la categoría tarifaria) del balance de potencia tarifario

CTT_{BT} es la suma de las potencias máximas de los clientes de baja tensión. En el caso de las categorías tarifarias que requieran de medición de potencia considerará, para el cálculo de la CTT_{BT}, la suma del promedio de las potencias máximas registradas a los usuarios comprendidos en estas categorías tarifarias para el año base del estudio. En el caso de aquellas categorías tarifarias que no cuenten con medición de potencia se considerará, para el cálculo de la CTT_{BT}, la potencia máxima obtenida (para toda la categoría tarifaria) del balance de potencia tarifario

Las anualidades CCA y CTOM, serán expresadas en las monedas de curso legal; y CTTMT y CTTBT en kW, por lo que CDistr estará dado en US\$/kW/año. Para efectos del pliego tarifario, los cargos de distribución serán expresados en valores mensuales iguales a un doceavo (1/12) del CDistr anual determinado por medio de las fórmulas anteriores.

El cálculo de los cargos de distribución se realizará en 2 etapas de acuerdo al siguiente detalle:

1. ETAPA 1: cálculo del Costo de capital de red.

- Activo Bruto de Servicio (ABS).
- Activos Generales asignados a distribución.

2. ETAPA 2: Cálculo de los costos total de operación y mantenimiento para los subsistemas de MT y BT. Esta etapa comprende el cálculo de:

- Costos Directos
 - Determinación de los costos de operación y mantenimiento MT
 - Determinación de los costos de operación y mantenimiento BT
 - Cálculo del valor esperado de compensación por falla
- Costos Indirectos
 - Determinación de los costos indirectos
 - Dedución de ingresos no regulados
 - Cálculo del costo del capital de trabajo

ETAPA 1:

1. Determinación del Activo Bruto de Servicio (ABS):

El cálculo de ABS consistirá en el análisis completo de las instalaciones eléctricas reales de la empresa, adaptadas a la demanda del mercado.

El ABS de la empresa está definido como la suma del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de los activos eléctricos necesarios para la prestación del servicio.

Para la valorización de los activos eléctricos se utilizará la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo considerando para el cálculo lo dispuesto en el Manual de Costos Unitarios.

a. Factor de Recuperación de Capital:

La fórmula de cálculo a usarse para el Factor de Recuperación de Capital, es la usada para el cálculo del pago periódico de una anualidad cuyo valor presente es conocido, y que se presenta a continuación:

$$FRC = \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$$

Donde:

- FRC = Factor de Recuperación del Capital
- i = Tasa porcentual de descuento (10% en base a lo establecido en la Ley General de Electricidad, Art. 68)
- n = Años de vida útil del bien, La valorización del ABS se realizará sobre la base del análisis y adaptación al mercado del sistema de distribución en operación al finalizar el año base del estudio según lo dispuesto en el Acuerdo No. 38-E-2000 o el que lo sustituya.

2. Determinación de los Activos Generales asignados a Distribución

Los AGD corresponden al VNR de instalaciones que, no siendo parte de las redes de distribución, son necesarias para la prestación del servicio eléctrico. Los AGD estarán compuestos por equipos de informática y comunicaciones, o hardware (computadoras, servidores, redes, impresoras, escáner, etc.), sistemas informáticos, o software (SCADA, Sistema de Gestión Administrativa, Sistema de Gestión Comercial, Sistema de Gestión de Distribución, etc.), bienes muebles (vehículos y bienes y equipos muebles requeridos para la prestación del servicio), edificaciones, o bienes inmuebles (los edificios comerciales, técnicos y administrativos requeridos para la prestación del servicio).

CLASIFICACIÓN DE LOS ACTIVOS GENERALES ASIGNADOS A DISTRIBUCIÓN (AGD):

Los Activos Generales asignados a Distribución se clasifican en las siguientes categorías:

- Equipos de informática y comunicaciones, o hardware (AGD_{Hard}):
 - Computadoras.
 - Servidores.
 - Redes.
 - Impresoras.
 - Escáner.
 - Etc.
- Sistemas informáticos, o software (AGD_{soft}):
 - SCADA.
 - Sistema de Gestión de Administración.
 - Sistema de Gestión Comercial.
 - Sistema de Gestión de Distribución.
 - Etc.

- Bienes muebles (AGD_{BMUE}):
 - Los bienes y equipos muebles necesarios para la prestación del servicio.
- Edificaciones, o bienes inmuebles (AGD_{BINM}):
 - Los edificios comerciales,
 - Técnicos y administrativos necesarios para la prestación del servicio.

b. ANUALIDAD DE ACTIVOS GENERALES ASIGNADOS A DISTRIBUCIÓN

El monto total de la Anualidad de los Activos Generales asignados a Distribución (AAGD) se determinará como la suma de los valores determinados para las distintas categorías de AGD, según la siguiente expresión:

$$\mathbf{AAGD = AGD_{Hard} + AGD_{soft} + AGD_{BMUE} + AGD_{BINM}}$$

La asignación del monto de la Anualidad determinada para los Activos Generales asignados a Distribución (AAGD) a las etapas de MT y BT de la red se efectuará en forma proporcional a sus respectivos Activos Brutos de Servicio, según las siguientes expresiones:

$$\mathbf{AAGDMT = AAGD \times ABSMT / (ABSMT + ABSBT)}$$

$$\mathbf{AAGDBT = AAGD \times ABSBT / (ABSMT + ABSBT)}$$

Donde:

- AAGDMT: Anualidad de los Activos Generales asignados a Distribución en la red de MT
- AAGDBT: Anualidad de los Activos Generales asignados a Distribución en la red de BT
- AAGD: Anualidad de los Activos Generales asignados a Distribución
- ABSMT: ABS de las instalaciones de distribución correspondientes a la red de MT
- ABSBT: ABS de las instalaciones de distribución correspondientes a la red de BT.

c. La Anualidad del Activo Fijo Bruto (AAF)

La Anualidad del Activo Fijo Bruto de las instalaciones de distribución y de los activos generales será calculada mediante la aplicación del Factor de Recuperación del Capital (FRC) a los correspondientes ABS y AGD. Las AAF de las redes MT y BT estarán dadas por las siguientes expresiones:

$$\mathbf{AAFMT = FRCMT \times ABSMT + AAGDMT}$$

$$\mathbf{AAFBT = FRCBT \times ABSBT + AAGDBT}$$

Donde:

- AAFMT = Anualidad del Activo Fijo Bruto de la red de MT.
- AAFBT = Anualidad del Activo Fijo Bruto de la red de BT.

- FRCMT = FRC para la vida útil media de la red de MT.
- FRCBT = FRC para la vida útil media de la red de BT.
- ABSMT = Activo Bruto de Servicio de las instalaciones de distribución correspondientes a la red de MT.
- ABSBT = Activo Bruto de Servicio de las instalaciones de distribución correspondientes a la red de BT.
- AAGDMT = Anualidad de los Activos Generales de Distribución asignados a la red de MT.
- AAGDBT = Anualidad de los Activos Generales de Distribución asignados a la red de BT.

El Costo de Capital Anual (CCA) a considerar para la determinación de los cargos de distribución, será calculado de la siguiente forma:

$$\mathbf{CCAMT = AAFMT}$$

$$\mathbf{CCABT = AAFBT}$$

Donde:

- CCAMT = CCA de la red de MT
- CCABT = CCA de la red de BT

ETAPA 2:

Cálculo de costos totales de operación y mantenimiento de la red

Se obtienen de la siguiente expresión:

$$CTOM_{MT} = CAOM_{MT} + CCT_{MT} + CInd_{MT} + VECF_{MT} + OMCT_{MT}$$

$$CTOM_{BT} = CAOM_{BT} + CCT_{BT} + CInd_{BT} + VECF_{BT} + OMCT_{BT}$$

Donde:

- $CAOM_{MT}$ = Costo anual de operación y mantenimiento de la red de MT.
- CCT_{MT} = Costo del capital de trabajo de la red de MT.
- $CInd_{MT}$ = Costo Indirecto de Administración de las instalaciones de MT.
- $VECF_{MT}$ = Valor Esperado de Compensación por Fallas de la red de MT.
- $CAOM_{BT}$ = Costo anual de operación y mantenimiento de la red de BT.
- CCT_{BT} = Costo del capital de trabajo de la red de BT.
- $CInd_{BT}$ = Costo Indirecto de Administración de las instalaciones de BT.
- $VECF_{BT}$ = Valor Esperado de Compensación por Fallas de la red de BT .
- $OMCT_{MT}$ = Monto equivalente a la Anualidad de la totalidad de las Obras para el mejoramiento de la calidad en redes MT propiedad de terceros en el quinquenio, incluyendo los costos anuales de remoción y desmontaje de las obras.

- $OMCT_{BT}$ = Monto equivalente a la Anualidad de la totalidad de las Obras para el mejoramiento de la calidad en redes de BT propiedad de terceros en el quinquenio, incluyendo los costos anuales de remoción y desmontaje de las obras.

Costos Anual De Operación Y Mantenimiento (CAOM)

Los costos de operación y mantenimiento, así como los costos de atención al cliente serán calculados a partir de los gastos del año base, reportados por las distribuidoras en el sistema uniforme de cuentas (SUC). Los costos SUC deberán ser evaluados y procesados sobre la base de los lineamientos definidos en los siguientes párrafos, tomando en cuenta auxiliares contables u otro tipo de información que permita establecer adecuadamente los costos de operación y mantenimiento.

No podrán formar parte de los costos de comercialización y de operación y mantenimiento para propósitos tarifarios los siguientes costos informados en el SUC, los cuales deberán estar debidamente identificados:

1. Honorarios por Transferencia de Tecnología y Asesoría Administrativa.
2. Multas y penalidades.
3. Impuesto sobre la renta.
4. Costos asociados a actividades reguladas que no forman parte de la tarifa de energía eléctrica (conexiones, reconexiones, etc.)
5. Costos asociados a actividades no reguladas.
6. Costos de apoyo e indirectos asignados a los numerales 4 y 5.
7. Gastos financieros.
8. Amortizaciones y depreciaciones.
9. Gastos en Publicidad Institucional.
10. Gastos diferidos del período.

Se definen como actividades de Operación y Mantenimiento (OyM), aquellas en las que incurre la empresa al realizar el mantenimiento correctivo, preventivo y predictivo de los equipos e instalaciones que constituyen las redes de distribución y las operaciones necesarias ante tareas programadas y para reponer la continuidad del servicio.

Para determinar los Costos de Operación y Mantenimiento incurridos por la empresa, se reconocen los procesos constitutivos de las tareas propias de OyM asociados a los principales tipos de instalaciones: red de baja tensión (red BT) donde se encuentran incluidos los costos de centros de transformación MT-BT (CT MT/BT) y red de media tensión (red MT).

La determinación de los Costos Anuales de Operación y Mantenimiento de la Red de MT ($CACOM_{MT}$), se realiza, considerando al menos las siguientes actividades:

- Actividades MT
 - Mantenimiento de Scada y Radiocomunicación
 - Monitoreo y Control de Sistemas
 - Mantenimiento de Redes de Distribución
 - Mantenimiento de Equipos en Líneas Aéreas
 - Mantenimiento de Medidores y Equipos de Medición
 - Mantenimiento de Subestaciones

- Mantenimiento de Sistema de Información Geográfico
- Monitoreo y Gestión de la Calidad del Servicio
- Personal Temporal
- Materiales y Suministros Contratista - Mantenimiento de Subestaciones
- Contratista – Mantenimiento de Líneas Aéreas
- Contratista – Mantenimiento de Herramientas y Equipo
- Contratista – Otros Servicios Contratados
- Contratista – Lectura de Medidores
- Contratista – Suspensión de Servicios Inspecciones Lectura de Medidores

La determinación de los Costos de Anuales de Operación y Mantenimiento de la Red de BT(CACOM_{BT}), se realiza, considerando al menos las siguientes actividades:

- Actividades BT
 - Monitoreo y Control de Sistemas
 - Mantenimiento de Redes de Distribución
 - Mantenimiento de Transformadores MT/BT
 - Mantenimiento de Medidores y Equipos de Medición
 - Mantenimiento de Sistema de Información Geográfico
 - Monitoreo y Gestión de la Calidad del Servicio
 - Lectura de Medidores
 - Lectura de Medidores – Materiales y Suministros
 - Personal Temporal
 - Materiales y Suministros
 - Contratista – Mantenimiento de Líneas Aéreas
 - Contratista – Mantenimiento de Herramientas y Equipo
 - Contratista – Otros Servicios Contratados
 - Contratista – Lectura de Medidores
 - Contratista – Inspecciones
 - Contratista – Suspensión de Servicios

Los costos anuales de operación y mantenimiento de las redes MT (CAOMMT) y BT (CAOMB_T) a transferir a tarifas se determinará según las siguientes expresiones:

$$\mathbf{CAOM_{MT}=K_{AJUSTE} * CACOM_{MT}}$$

$$\mathbf{CAOM_{BT}=K_{AJUSTE} * CACOM_{BT}}$$

La empresa deberá identificar debidamente en el SUC aquellos costos que puedan generar duplicidad de reconocimiento con los activos generales de distribución (p.e.: alquileres, compra y/o alquiler de bienes muebles, etc.).

Serán descontados de los costos de operación y mantenimiento aquellos costos que sean considerados dentro de la valorización del ABS de la empresa (p.e.: Planificación, Ingeniería, que están considerados dentro del Manual de Costos Unitarios).

La totalidad de los costos resultantes del proceso de revisión y ajuste mencionado se denominarán CostosSUC. Dichos costos deberán ser inferiores a los costos límites eficientes determinados por la SIGET (CostosLIM) a partir de indicadores de costos eficientes calculados con base en los costos aprobados a las empresas durante la revisión tarifaria del año 2007.

Si:

1. CostosSUC menor o igual que CostosLIM: $k_{AJUSTE}=1$
2. CostosSUC mayor que CostosLIM : En este caso se debe calcular el factor de ajuste (k_{AJUSTE}) proporcional de los costosSUC de modo que $k_{AJUSTE} * \text{CostosSUC} = \text{CostosLIM}$.

Costo Indirecto De Administración De Las Instalaciones (Cind)

Del sistema uniforme de cuentas se determinarán los Costos Indirectos (administración y finanzas, otros costos de gestión comercial, etc.), Servicios Generales (telefonía y comunicaciones, correo, fletes, seguridad, aguas, limpieza de las instalaciones, mantenimiento y reparación de las instalaciones y vehículos, etc.) y Otros Egresos (tales como bienes de consumo varios, útiles, papelería, fotocopias, representación, viáticos y movilidad, combustibles y lubricantes, etc.) que requiera la empresa para el desarrollo de sus actividades de forma eficiente.

1. Dirección y Administración: incluye las tareas de dirección, gerencia general, auditoría externa e interna, asesoría legal, relaciones institucionales, administración y contabilidad general, control y gestión del presupuesto, compras y licitaciones, procedimientos y control, administración del financiamiento, soporte y desarrollo de sistemas de información, etc.

La determinación de los Costos Indirectos de Dirección y Administración ($Cind_{DA}$), se realiza, considerando al menos las siguientes actividades, de acuerdo a lo detallado en la tabla siguiente:

- Actividades - Dirección y Administración
 - Costos de Personal
 - Materiales y Suministros de Oficina
 - Seguro sobre Bienes
 - Personal Temporal
 - Servicios Generales
- 2. Otros Costos de Gestión Comercial: incluye las tareas comerciales no consideradas en los costos directos de atención al cliente, o sea las tareas administrativas asociadas al control de facturación y de cobranzas y aquellas tareas relativas al control de la calidad de servicio comercial, al control de las pérdidas y a la lectura de medidores.

La determinación de los Otros Costos de Gestión Comercial ($Cind_{GC}$), se realiza, considerando al menos las siguientes actividades, de acuerdo a lo detallado en la tabla siguiente:

- Otros Costos de Gestión Comercial
 - Sistemas y Procesos Comerciales
 - Compras de Energía y Asuntos Regulatorios
 - Contratista – Otros Servicios Contratados

El monto total de los costos indirectos será la suma de los valores determinados para las distintas categorías, según la siguiente expresión:

$$\mathbf{Cind=Cind_{DA}+ Cind_{GC}}$$

La asignación de los Costos Indirectos totales a las instalaciones de MT y BT se efectuará en forma proporcional a los correspondientes costos directos de operación y mantenimiento, según las siguientes expresiones:

$$\mathbf{Cind_{MT}=Cind \times (CAOM_{MT} / (CAOM_{MT} + CAOM_{BT}))}$$

$$\mathbf{Cind_{BT}=Cind \times (CAOM_{BT} / (CAOM_{MT} + CAOM_{BT}))}$$

Dónde:

- Cind_{MT}: Costo Indirecto de Administración de las instalaciones de MT.
- Cind_{BT}: Costo Indirecto de Administración de las instalaciones de BT.
- CAOM_{MT}: Costo anual de operación y mantenimiento de la red de MT.
- CAOM_{BT}: Costo anual de operación y mantenimiento de la red de BT.

Cálculo Del Costo Del Capital De Trabajo (Cct)

El cálculo del Costo del Capital de Trabajo (CCT) se deberá realizar a partir de una simulación de la operación típica de la empresa. El CCT corresponde al costo financiero necesario para cubrir el desfase de recaudación respecto de los pagos por compra de energía y los gastos operativos del primer año de operación de la Empresa. Los pagos por compra de energía serán aquellos correspondientes al mercado del año base, considerando el precio promedio ponderado de la energía.

Los gastos operativos serán los correspondientes a los costos calculados de acuerdo a la metodología definida en este documento. La tasa de interés que deberá utilizarse para calcular el costo del capital de trabajo es la tasa de interés básica activa -TIBA - para préstamos de hasta un año para el año base del estudio.

El cálculo del CCT se deberá realizar a partir de una simulación de la operación típica de la empresa considerando lo siguiente:

- Se determinarán los flujos de ingresos y egresos y la necesidad de financiamiento que de ello se deriva. De esta manera se considera el desfase producido entre la cobranza de ventas y los desembolsos que la empresa debe realizar para su operación considerando lo siguiente:
 - El período de facturación a los usuarios;
 - Plazos de pago de las compras de energía, remuneraciones, servicios de terceros y otros gastos de la empresa distribuidora-comercializadora. (Por ej.: garantías por las operaciones de compra-venta de energía).

- Para el caso del costo de capital ocasionado por el desajuste entre los ingresos y los costos por las transacciones de la compra-venta de energía de la distribuidora al inicio del año base, este cálculo se efectuará tomando en consideración los siguientes aspectos:
 - a. El volumen total de energía comprada por la distribuidora durante el período que servirá como base para el cálculo del precio ajustado de la energía a ser aplicado a partir del 12 de enero del año base.
 - b. La diferencia entre el precio promedio ponderado de la energía en el Mercado Regulador del Sistema en punta, resto y valle, en el período comprendido entre el 1 de enero al 31 de diciembre de 2002 aprobado por SIGET para cada distribuidora y los precios del Mercado Regulador del Sistema (MRS) durante el período que servirá como base para el cálculo del precio ajustado de la energía a ser aplicado a partir del 12 de enero del año base.
 - c. Los comprobantes mensuales de cobro o pago, así como el calendario de facturación y liquidación que emite la Unidad de Transacciones al Distribuidor debidamente certificados, de conformidad con lo dispuesto en el Anexo 14 - Administración de los Procesos de Facturación y Liquidación contenido en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP).
 - d. Para ello se estimará el flujo de ingresos y egresos desde el primer día de período tarifario (considerando como si se iniciaran las operaciones en ese momento) excluyendo los efectos de cambios de periodicidad del ajuste del precio de la energía o cualquier otro evento particular derivado de una modificación regulatoria que tenga impacto en el flujo de efectivo, (considerando las condiciones de operación y naturaleza de los gastos e ingresos) hasta el 31 de diciembre de dicho año.
- Durante ese período, se determinarán los saldos diarios negativos, se calculará el interés diario y se lo actualizará al final del año, de esa manera la sumatoria de la actualización de los intereses diarios será el costo del capital de trabajo.

La asignación del monto determinado para el Costo del Capital de Trabajo a las etapas de MT y BT de la red se efectuará en forma proporcional a los volúmenes de energía anual facturada en cada nivel de tensión.

Cálculo Del Valor Esperado De Compensación Por Falla Y Cálculo Del Valor De Las Pérdidas Medias De Energía (Vecf)

El VECF representa el costo de la energía no entregada a los consumidores finales de la red y el nivel de calidad del servicio obtenido con el ABS reconocido los cuales deberán ser compensados por todas las fallas reales que el sistema tenga, de acuerdo a lo establecido en el artículo 93 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. Para su cálculo se considera la probabilidad de salida forzada de los elementos correspondientes a sistemas eficientemente operados y mantenidos.

El VECF se calculará mediante la siguiente expresión:

$$\text{VECFMT} = (\text{EAVBT} + \text{EAVMT}) (\text{FSFEMT})(\text{CENS})$$

$$\text{VECFBT} = (\text{EAVBT})(\text{FSFEFT})(\text{CENS})$$

Donde:

- VECFMT = VECF de la red de MT (US\$ /año).
- VECFBT = VECF de la red de BT (US\$ /año).
- EAVMT = Energía anual distribuida (incluye energía entregada a suministros comercializados) en MT.
- EAVBT = Energía anual distribuida (incluye energía entregada a suministros comercializados) en BT.
- CENS = costo económico de la energía no servida (US\$/kWh).
- FSFEMT = Factor de salida forzada equivalente de la red de MT.
- FSFEFT = Factor de salida forzada equivalente de la red de BT.

CENS: Este valor está fijado por el Reglamento de la Ley General de Electricidad y corresponde al 200% del valor de la energía. El valor de la energía que deberá utilizarse para cuantificar el CENS se calculará como el cociente entre el ingreso total anual facturado en el cargo por energía, por la distribuidora a sus usuarios finales (excluyendo comercializadores) y el total de la energía facturada a los mismos, en el año base del estudio.

El Manual de Confiabilidad de la SIGET establece para las redes de MT y BT, los Factores de Salida Forzada (FSF) admisibles. Estos FSF estarán definidos con base en el número de fallas por año, tiempos medios de reparación y tiempos de indisponibilidad programada. El Factor de Salida Forzada Equivalente (FSFE) de una red corresponderá al valor ponderado de los FSF sobre la base de la capacidad nominal de los elementos de la red.

Determinación De Las Inversiones Necesarias Para Sustituir Las Redes Que No Son Propiedad De La Distribuidora Y Que No Cumplen Con Las Normas De Calidad Del Servicio Y Seguridad De Las Instalaciones (Omct).

Las redes que no son propiedad de la empresa y que están siendo operadas por ésta para proveer el servicio a sus usuarios finales, serán sujetas de tratamiento especial, de conformidad con lo dispuesto en la Ley General de Electricidad, con el objeto de garantizar la seguridad, la calidad y el acceso del suministro a los usuarios finales que reciben el servicio de energía eléctrica a través de éstas.

Para redes propiedad de terceros con deficiencias en los indicadores de calidad o que presenten riesgos para las personas, la empresa distribuidora deberá incluir en su propuesta de costos de operación y mantenimiento a reconocer, un monto equivalente a la anualidad de las obras que se ejecutarán en el quinquenio.

Para lograr el objetivo anterior, las empresas distribuidoras deberán calcular el flujo total de desembolsos de las obras a ejecutar durante el quinquenio para normalizar redes de terceros que no cumplen con las normas de calidad del servicio y seguridad en las instalaciones en su área de servicio mediante la siguiente metodología:

- El flujo de desembolsos incluirá los costos de remoción y desmontaje de las instalaciones a sustituir, los cuales deben estar debidamente especificados.
- El flujo anterior, se expresará a valor presente del año base, con la tasa de descuento definida en el artículo 68 de la Ley General de Electricidad.
- Se calculará la anualidad a reconocer en cada año del período tarifario considerando las vidas útiles definidas en el Acuerdo No. 38-E-2000.
- De los montos incurridos para la ejecución de este tipo de proyectos en el período de revisión quinquenal, se calculará un costo promedio por kilómetro de línea para normalizar la red de terceros durante un año, el cual incluirá el costo de remoción y desmontaje de las instalaciones.
- Con base a la cantidad de kilómetros de redes a normalizar y el costo promedio por kilómetro de línea, se calculará el monto total requerido para normalizar la totalidad de las redes durante el resto del quinquenio.
- La distribuidora propondrá en su propuesta tarifaria el mínimo de los períodos tarifarios que se requieran para normalizar la totalidad de las redes.

Este procedimiento será aplicable en cuanto se determine la existencia de redes de distribución que no son propiedad del distribuidor que se encontraran en mal estado o representen riesgo para las personas por causa de deficiencias de construcción con respecto a los estándares constructivos y de calidad del servicio vigentes.

4.2 Metodología del Cálculo de Cargo de Comercialización:

Para el cálculo de los cargos de comercialización (CC), aplicables a los usuarios finales de las empresas distribuidoras que actúen como comercializadoras en el área geográfica donde se ubican sus redes. Estos cargos calculados a nivel global, serán utilizados para establecer el componente de cargos de comercialización que la Distribuidora presentará para aprobación de la SIGET.[2].

Los cargos de comercialización se calcularán para el mercado de la empresa correspondiente al año inmediatamente anterior al de aprobación de éstos, denominado en adelante año base del estudio. Los costos de comercialización deberán corresponderse con el mercado atendido por la empresa en dicho año. La determinación de los costos de comercialización reconocidos como tales, serán referenciados de los registros contables de la empresa durante el año base, los cuales deberán ser informados mediante un sistema uniforme de cuentas – SUC - que sirva de base para el cálculo de los cargos.

Costos Directos De Atención Al Cliente

Los Costos Directos de Atención al Cliente corresponden a las actividades directas de atención en oficinas y telefónica a clientes (AC) y a todas las tareas que integran el ciclo comercial “regular” (facturación, emisión y distribución de facturas y cobranza).

Se reconocen inicialmente los procesos constitutivos de las tareas propias de AC, como son: la atención a clientes (en oficinas y telefónica), la facturación y la cobranza de las facturas.

CACAC: La determinación de los Costos Anuales de Atención a Clientes, se realiza considerando al menos las siguientes actividades:

- Actividades Comerciales
- Atención al Cliente
 - Facturación
 - Notificación
 - Colecturía Gestión Clientes Estatales y Municipales
 - Call Center
 - Mantenimiento de Flota
 - Personal Temporal
 - Contratista – Facturación y Notificación
 - Contratista – Colecturía
 - Contratista – Otros Servicios
 - Materiales y Suministros

Estas actividades comerciales deben ser asignadas a los siguientes rubros de costos:

- CACAC: Representa los Costos Anuales de Atención al Cliente
- CACF: Representa los Costos Anuales de Facturación.
- CACC: Representa los Costos Anuales de Cobranza.

De esta manera los Costos de Atención al Cliente a transferir a los Cargos de Comercialización (CoACi) se determina según la siguiente expresión:

$$\mathbf{CoAC_i = CACAC_i + CACF_i + CACC_i}$$

Los Cargos de Comercialización se calcularán con base en los Costos de Atención al Cliente (CoAC) y al Número de Usuarios, separándolos en dos bloques:

a) usuarios de pequeña y mediana demanda.

b) usuarios de gran demanda, en función de los costos anuales de esta actividad, originados por cada grupo y tipo de usuarios y la cantidad promedio anual de clientes de dicho grupo de usuarios reportados durante el año base.

Los CC serán calculados mediante las expresiones siguientes:

$$\mathbf{CC_i = CoAci / NPUI}$$

- i = pequeña más mediana demanda, y gran demanda.
- CoACi = Costo de Atención al Cliente para el tipo de cliente i.
- NPUI = Número promedio de clientes del tipo i en el año base del estudio.

Los cargos de atención al cliente que serán incluidos en los pliegos tarifarios deberán expresarse en valores monetarios unitarios por mes, específicamente dólares de los Estados Unidos de América (US\$) por cliente y mes. Los cargos mensuales se calcularán como la doceava parte de los CCi definidos en la expresión anterior.

Requerimiento De La Información

Las empresas deberán suministrar a la SIGET copia de toda la información que se le haya solicitado con motivos del cálculo del cargo de distribución y cargo de comercialización en

medio digitalizado (dos copias en medio no regrabable), de acuerdo al cronograma definido por la SIGET. A la información entregada se le deberá adjuntar un archivo de planilla de cálculo con una “tabla de contenido”, en el que se describa la información contenida en los medios digitales entregados, indicando: nombre de archivo y descripción del contenido del mismo. La información que no se encuentre identificada y detallada en dicha tabla de contenido podrá ser considerada como no entregada por la SIGET

4.3 Metodología del Establecimiento del Cargo de Energía

4.3.1 Definición

Este es el cobro por la energía que se consume durante el mes. Este precio de la energía no lo establece las empresas distribuidoras (CAESS, CLESA, EEO, DEUSEM etc.), sino que es definido por las empresas que generan la energía, aprobado por la SIGET. Lo que el usuario final paga, la empresa distribuidora lo traslada directamente al productor.[2].

4.3.2 Marco Legal y Metodología

Reglamento de la Ley General de Energía

Art. 90.- Aprobado el pliego tarifario, los precios, cargos y costos incluidos en el mismo, serán ajustados por los distribuidores que actúen como comercializadores en el área geográfica donde se ubican sus redes, con el objeto de mantener su valor real, utilizando las siguientes fórmulas:

- a) El precio de la energía será ajustado trimestralmente conforme la siguiente fórmula y condiciones de aplicación:

$$PE_t = \frac{CE + AF}{\sum_{i=1}^{Nt} Eret_i + \sum_{i=1}^{Nt} Eret\ renovable_i}$$

Con:

$$CE = \sum_{i=1}^{Nt} \left(\left(Eret_i - \sum_{j=1}^{Nc} Econ_{ij} \right) \times MRS_i \right) + \sum_{i=1}^{Nt} \sum_{j=1}^{Nc} (Econ_{ij} \times PEcon_{ij})$$

$$+ \sum_{k=1}^3 \left(\left(Cret_k - \sum_{j=1}^{Nc} Ccon_{kj} \right) \times CC_k \right)$$

$$+ \sum_{k=1}^3 \sum_{j=1}^{Nc} Ccon_{kj} \times PCcon_{kj}$$

$$+ \sum_{i=1}^{Nt} \sum_{j=1}^{Nr} (Econ\ Renovable_{ij} \times PEcon\ renovable_{ij})$$

- **PE_t**: Precio de la energía trimestral.
- **CE**: Costo de la energía.

- **Eret:** Energía total retirada por el distribuidor en el Mercado Mayorista en la hora "i" del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.
- **Eret renovable:** Energía total retirada por el distribuidor en la hora "i" del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste, proveniente de contratos de fuentes renovables con generación conectada directamente al sistema de distribución, suscritos a través de licitaciones especiales.
- **Econ_{ij}:** Energía comprometida en contrato "j", correspondiente a la hora "i" del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.
- **Econ renovable_{ij}:** Energía proveniente del contrato de fuentes renovables "j" en la hora "i" del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste, proveniente de contratos de fuentes renovables con generación conectada directamente al sistema de distribución, suscrito a través de licitaciones especiales.
- **MRS_i:** Precio MRS en la hora "i" del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.
- **PEcon_{ij}:** Precio de la energía del contrato "j", vigente en cada hora "i" del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste, incluidos los cargos por uso del sistema de transmisión y pérdidas técnicas, operación del sistema, servicios auxiliares y otros similares que corresponda trasladar a los usuarios conforme la normativa en vigencia.
- **PEcon renovable_{ij}:** Precio de la energía del contrato de fuentes renovables "j" en la hora "i" con generación conectada directamente al sistema de distribución, suscrito a través de licitaciones especiales.
- **Cret_k:** Potencia retirada por el distribuidor en el período de control de la capacidad firme del sistema eléctrico, conforme al balance de potencia firme efectuado para el mes "k" por la Unidad de Transacciones en el Mercado Mayorista.
- **Ccon_{kj}:** Capacidad comprometida en el período de control de la capacidad firme del sistema eléctrico en el contrato "j" correspondiente al mes "k" del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.
- **CC_k:** Cargo de capacidad vigente en el MRS en el mes "k" del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.
- **PCcon_{kj}:** Precio de capacidad del contrato "j" correspondiente al mes "k" del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.
- **Nt:** Número de horas del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.
- **Nc:** Número de contratos vigentes en el trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.
- **Nr:** Número total de contratos de fuentes renovables con generación conectada directamente al sistema de distribución, suscritos a través de licitaciones especiales.
- **AF:** Ajuste financiero por costos o beneficios originados por el financiamiento de las Diferencias de Precios mensuales (DP), acumuladas en el trimestre inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.

El ajuste del precio de la energía se aplicará trimestralmente y el mismo entrará en vigencia el día 15 de los meses de enero, abril, julio y octubre, según corresponda. El ajuste será de aplicación automática.

El DP será calculado mediante la siguiente fórmula:

$$DP = \sum_{I=1}^H Emrs_i \times (PEo - PMon_i)$$

Donde:

- **DP:** Es el monto mensual originado por la energía retirada por cada distribuidor en el MRS y las diferencias de precio de la energía.
- **PEo:** Precio de la energía en punta, resto y valle del período comprendido, aprobado por la SIGET para cada distribuidor.
- **Emrsi:** Energía retirada por el distribuidor en la hora "i" al MRS.
- **PMoni:** Precio monómico de la energía en el MRS en la hora "i" en el nodo correspondiente.
- **H:** Número de horas totales del mes.

4.3.3 Metodología Cargo de Transmisión

4.3.3.1 Marco Legal

Ley General de Electricidad

Art. 9. Los cargos por el uso de las redes de transmisión y distribución, por la operación coordinada del sistema de transmisión, la operación del mercado mayorista, las ventas al usuario final, los cargos por conexión y reconexión de usuarios finales a redes de distribución y para la conexión de nuevas redes de distribución, estarán sujetos a la regulación y aprobación por parte de la SIGET.

Reglamento de la Ley General de Electricidad

Art. 65.- Los métodos para la fijación de los cargos que cobrará la UT, por la operación del sistema de transmisión y del mercado mayorista, serán establecidos por la SIGET, por medio del Acuerdo

Acuerdo Nº 56-E-2000

Art. 3.- A más tardar el primer día hábil del mes de diciembre de cada año, el transmisor deberá presentar a la SIGET, el cálculo de los requerimientos de ingresos anuales (RI), que ha determinado como necesarios para cumplir sus funciones durante el año calendario inmediato siguiente. La SIGET deberá verificar que los cálculos presentados por el transmisor cumplen con lo dispuesto en el presente Acuerdo. Para lo anterior, la Empresa Transmisora deberá remitir la información que respalde los Requerimientos de Ingreso, así como cualquier otra información complementaria que sea solicitada por la SIGET.

Art. 4.- Los RI deberán incluir los costos siguientes:

a) Costo de Operación y Mantenimiento (COM) de una red de transmisión eficientemente operada, incluyendo el costo de los materiales que se consumen anualmente, así como herramientas, repuestos y otros que sea necesario reponer por desgaste, y la reposición de equipos que hayan cumplido su vida útil o se haya vuelto obsoleto. Para el cálculo de estos costos se utilizarán estándares internacionales de eficiencia, considerando costos promedios locales y niveles mínimos de calidad que hayan sido establecidos por SIGET;

b) Los costos de mantenimiento deberán tomar en cuenta la Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo del equipo necesario para el mantenimiento eficiente de la red (AVNR), considerando la vida útil típica del equipo y una tasa real de descuento del diez por ciento (10%) anual;

c) Los costos de operación deberán incluir el Valor Esperado de las Compensaciones por Fallas (VECF) correspondientes a una red de transmisión operada eficientemente, de acuerdo con lo dispuesto en los Arts. 57 literal d) y lo establecido en el Art. 63 inciso tercero de la Ley General de Electricidad.

Art. 5.- Con el cálculo de los RI de la Empresa Transmisora, deberá someterse a la aprobación de la SIGET el plan de reemplazo de equipos mayores para el período de vigencia del CUST, indicando ubicación del equipo, las justificaciones del cambio y los precios estimados, en base a cotizaciones o contratos recientes.

Art. 6.- Para el cálculo de la AVNR, deberá prepararse un inventario de equipos utilizados para el mantenimiento, incluyendo el costo de reemplazo y la vida útil típica de cada uno.

Se entenderá como equipos de mantenimiento de la red, las herramientas y equipos de transporte. No podrán ser considerados como equipos de mantenimiento, los dispositivos que formen parte integrante de las instalaciones de la red de transmisión. La AVNR para cada tipo de equipo, deberá calcularse con base a su vida útil típica y la tasa de descuento establecida, utilizando la siguiente fórmula:

$$a_i = c_i * \left| \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right|$$

Donde:

a_i : anualidad del costo de reemplazo del equipo de tipo en colones;

n_i : número de unidades del equipo necesarias para la operación y mantenimiento eficiente del sistema de transmisión; y,

N : número de tipos de equipo necesario para la operación y mantenimiento eficiente del Sistema de Transmisión

Art. 7.- El cálculo de VECF requiere la aplicación del siguiente procedimiento:

a) Identificar los estados de carga del sistema de Transmisión (generación y demanda) esperados para cada año;

- b) Estimar los precios del Mercado Regulador del Sistema (MRS) en cada nodo, asociados a los estados de carga antes mencionados;
- c) Identificar las fallas posibles del sistema de transmisión eficientemente operado y sus probabilidades asociadas, utilizando un método probabilístico para la simulación de fallas;
- d) Calcular los nuevos estados de carga que se darían después de una falla;
- e) Estimar los precios del MRS en cada nodo después de la falla;
- f) Estimar las compensaciones a los generadores asociadas a cada falla posible; y
- g) Calcular el valor de VECF con la esperanza matemática de las compensaciones asociadas a cada falla posible identificada y evaluada, utilizando la fórmula siguiente:

$$VECF = \sum_{f=1}^F C_f P_f$$

Donde:

Cf: Monto de las compensaciones asociadas a la falla f;

Pf: Probabilidad de ocurrencia de la falla f;

F: Número de fallas posibles

Art. 9.- Los RI están dados por:

$$RI = COM + AVNR + VECF - INEX$$

Donde:

INEX: Monto correspondiente al setenta y cinco por ciento (75%) de los ingresos percibidos por el transmisor en los doce meses calendario anteriores a la fecha de presentación de aprobación de los Requerimientos de Ingreso, por concepto de cargos de transmisión por inyección de potencia no declarada para el cálculo del CUST de acuerdo a lo establecido en los Artículos 12 y 15.

Art. 10.- Los generadores conectados directamente a la red de transmisión deberán declarar la potencia máxima a transmitir a efecto de realizar el cálculo del CUST, utilizando la fórmula siguiente:

$$Potencia\ CUST_j = \sum_{j=1}^g MW_j$$

Donde:

MWJ: Capacidad máxima a transmitir declarada por el generador j para el año siguiente, en megavatios

g: Número total de generadores conectados al sistema.

Para el cálculo del CUST se incluirá la potencia máxima declarada de aquellos operadores que manifiesten su intención de inyectar a la red de transmisión, el año siguiente.

Art. 11.- Los operadores que manifiesten su intención de inyectar potencia a la red transmisión para el año siguiente, deberán pagar en concepto de uso del sistema de transmisión, cargos calculados de acuerdo a la potencia máxima a inyectar en el año y el CUST vigente (potencia máxima declarada x CUST).

Art. 12.- Los operadores y usuarios finales que no hayan manifestado su intención de inyectar a la red de transmisión para el año siguiente, deberán pagar recargos en concepto de uso del sistema de transmisión, calculados según las siguientes alternativas:

a) Quien manifieste su intención de inyectar potencia a la red de transmisión en forma mensual, pagará de acuerdo a la

potencia máxima a inyectar en el mes y el CUST vigente más un recargo del 15% (Potencia Máxima declarada x CUST/12 x 1.15)

b) Quien manifieste su intención de inyectar potencia a la red de transmisión en forma diaria, pagará de acuerdo a la potencia máxima a inyectar en el día y el CUST vigente más un recargo del 25% (Potencia Máxima declarada x CUST/360 x 1.25)

c) Quien manifieste su intención de inyectar potencia a la red de transmisión en forma horaria, pagará de acuerdo a la potencia máxima a inyectar en esa hora y el CUST vigente más un recargo del 40% (Potencia Máxima declarada x CUST/(8640 x 1.40).

Para considerarse inyección mensual, el operador deberá enviar a la Empresa Transmisora por escrito, su declaración de inyección de potencia a la red, con al menos cinco (5) días hábiles de antelación a la inyección. Caso contrario se aplicará el recargo correspondiente a la inyección diaria.

Para considerarse inyección diaria el operador deberá enviar a la Empresa Transmisora por escrito, su declaración de inyección de potencia a la red, a más tardar durante el día hábil anterior a la inyección. Caso contrario se aplicará el cargo correspondiente a la inyección horaria.

Quien no declare en forma previa la potencia a inyectar a la red de transmisión, pagará de acuerdo a la potencia máxima inyectada en cada hora y el CUST vigente más un recargo del cuarenta por ciento 40% (Potencia Máxima declarada x CUST/8640 x 1.40).

La aplicación de estos recargos por el uso de la red de transmisión no modificará el valor del CUST vigente.

4.3.3.2 Método de Cálculo del Cargo Por Uso Del Sistema De Transmisión (CUST):

Se calcula el valor de los Componentes de los Requerimientos de Ingreso (RI) Cada año, a más tardar el último día hábil del mes de noviembre, la Empresa Transmisora debe presentar a la SIGET, para su aprobación, la propuesta de Requerimientos de Ingreso, que sirve de

insumo para calcular el Cargo de Uso de la Red de Transmisión que estará vigente a partir del 1º. de enero del año siguiente. La SIGET debe aprobar los Requerimientos de Ingresos de la Empresa Transmisora, a más tardar el último día hábil del mes de diciembre.

$$RI = COM + AVNR + VRCF + AI - AJRI - \text{Ingresos no Regulados} - \text{Otros descuentos}$$

Donde

RI= Componentes de los Requerimientos de Ingreso

COM=Costos de Operación y Mantenimiento

AVNR=A anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo

AI=A anualidad de las Inversiones del Plan de Expansión

AJRI=Ajustes de los RI por Ingresos Adicionales

Con el valor de Requerimientos de Ingreso (RI) y la Energía Inyectada en la Red de Transmisión en el año anterior calculamos el Cargo Por Uso Del Sistema De Transmisión (Cust):

$$CUST = \frac{\text{Componentes de los Requerimientos de Ingreso (\$)}}{\text{Energía Inyectada en la Red de Transmisión en el año anterior (MWh)}}$$

5. METODOLOGÍAS EN PAÍSES CENTROAMERICANOS.

5.1 Metodologías de Cálculo de Tarifas en la Región

5.1.1 Cálculo de las Tarifas Eléctricas Guatemala

Precios de Energía y Potencia a la Entrada de la Red de Distribución de Media Tensión.

Los precios de energía y de Potencia de Punta a la entrada de la Red de Distribución de media tensión, serán los precios de energía y Potencia a nivel de subtransmisión y se calculará adicionando a los precios de la energía y potencia calculados según lo establecido en el artículo 87, de este reglamento, los costos de transmisión que incluyen los costos de transformación y transmisión de instalaciones del sistema de subtransmisión y de instalaciones no pertenecientes Reglamento de la Ley General de Electricidad al STEE usadas para conducir la electricidad desde el nodo del STEE hasta la entrada de la red de Distribución. Para su cálculo, se aplicarán las fórmulas siguientes:

$$PESTb = PNEb \times FPEST$$
$$PPST = PNP * FPPST + CST$$

Donde:

PESTb: Precio de energía por bloque horario b a la entrada de la red de media tensión

PPST: Precio de Potencia de Punta a la entrada de la red de Distribución de media tensión.

PNEb: Precio de compra de la energía reconocido correspondiente al bloque horario b

PNP: Precio de compra de potencia reconocidos.

FPEST: Factor de expansión de pérdidas medias de energía de subtransmisión.

FPPST: Factor expansión de pérdidas medias de Potencia de Punta de subtransmisión.

CST: Peaje por el uso de sistema de subtransmisión. Este peaje corresponde a la suma de todos los peajes que debe cancelar un distribuidor por el uso del sistema de subtransmisión.

En caso que por razones contractuales sea el distribuidor el que deba hacerse cargo por los peajes de uso de los sistemas de transmisión principal y/o secundario, los precios reconocidos de energía por bloque horario se expresarán como sigue:[21].

$$PNEb = PEb * FPEsp * FPEss$$
$$PNP = (PP * FPPsp * PEAJEsp) * FPPss + PEAJEss$$

Donde:

PEb: Precio de la energía informado por el AMM

FPEsp: Factor de expansión de pérdidas medias de energía en el Sistema Principal

FPEss: Factor de expansión de pérdidas medias de energía en el sistema secundario

PP: Precio de potencia de punta informado por el AMM

FPPsp: Factor de expansión de pérdidas medias de potencia en el Sistema Principal

FPPss: Factor de expansión de pérdidas medias de potencia en el Sistema Secundario.

PEAJEsp: Peaje y/o canon por el uso del Sistema Principal por unidad de demanda de potencia de punta.

PEAJEss: Peaje y/o canon por el uso del Sistema Secundario, por unidad de demanda de potencia de punta.

Cálculo y Aplicación de las Tarifas

Base. Las tarifas base definidas en el artículo 79 del presente Reglamento, para cada nivel de tensión y para su aplicación en períodos mensuales, se determinarán de la siguiente manera:

El Cargo de Consumidor (CF): Se calculará como la relación entre los costos de consumidores y el número promedio anual de Consumidores del Distribuidor. Este cargo se aplicará mensualmente a cada consumidor y será de aquí en adelante denominado CF.

Cargo por Potencia de Media Tensión:

1. **Los usuarios con medición de energía por bloque horario:** Los usuarios en esta categoría tienen una medición horaria de potencia que permite identificar su participación en la hora de punta del SNI. El cargo de potencia en el nivel de media tensión, está constituido por:

- a.) **Cargo por Potencia de Distribución en media tensión (CDMT)**, calculado como la relación entre los costos de Distribución, correspondientes al nivel de media tensión, dividido entre la sumatoria de demandas máximas individuales en la etapa de media tensión; se incluyen las demandas en la entrada a los transformadores de media a baja tensión. El cargo por potencia de distribución en media tensión se corrige para tener en cuenta las ventas de potencia en horas fuera de punta.
- b.) **Cargo por Potencia Fuera de Punta en media tensión**, es el precio de la Potencia de Punta de subtransmisión multiplicado por el factor de pérdidas medias de potencia correspondientes a media tensión y el factor de coincidencia de todos los usuarios cuya demanda máxima se produce en horas fuera de punta, más el Cargo por Potencia de Distribución. La fórmula de este cargo es la siguiente:

$$CFPMT = CDMT * Ffpta$$

Donde:

CFPMT: Cargo por Potencia Fuera de Punta en media tensión.

Ffpta: Factor de coincidencia de todos los usuarios cuya demanda máxima se produce en horas fuera de punta. Este factor, se calculará como la relación entre la Demanda Máxima Simultánea de los Usuarios en esta tensión y las Demandas Máximas Contratadas por estos.

CDMT: Cargo por potencia de Distribución en media tensión.

- c.) **Cargo por Potencia de Punta en media tensión**, es el precio de la Potencia de Punta de subtransmisión multiplicado por el factor de pérdidas medias de potencia correspondientes a media tensión, más el Cargo por Potencia de Distribución. La fórmula resultante es la siguiente:

$$PMT = (PPST * FPPMT + CDMT) * Fpta$$

Donde:

CPMT: Cargo por potencia de punta en media tensión

FPPMT: Factor de pérdidas medias de potencia en la red de media tensión.

Fpta: Factor de coincidencia de todos los usuarios cuya demanda máxima se produce en horas de punta.

El monto a pagar por un consumidor que resulta de la aplicación de los conceptos antes expuestos se resume en la siguiente relación:

$$PUMT = CPMT * PPMT + CFPMT * (PTMT - PPMT * Fpta/Ffpta) + CF$$

Donde:

PUMT: monto a pagar por un cliente por potencia en media tensión

PPMT: potencia de punta demandada en media tensión en la banda horaria coincidente con la potencia máxima del SNI.

PTMT: potencia contratada en media tensión.

3. Cargo por Potencia en Baja Tensión

3.1 Clientes con medición de demanda horaria El cargo de potencia en el nivel de baja tensión, está constituido por:

- A. **Cargo por Potencia de Distribución en baja tensión (CDBT)**, calculado como la relación entre los Costos de Distribución, correspondientes al nivel de baja tensión, dividido entre la sumatoria de demandas máximas individuales en la etapa de baja tensión. El cargo por Potencia de Distribución se corrige para tener en cuenta las ventas de potencia en horas fuera de punta.
- B. **Cargo por Potencia fuera de Punta en baja tensión**, es el cargo por Potencia de Distribución de baja tensión multiplicado el factor de coincidencia de todos los usuarios cuya demanda máxima se produce en horas fuera de punta. La fórmula de este cargo es la siguiente:

$$CFPBT = CDBT * Ffpta$$

Donde:

CDBT: Cargo por Potencia de Distribución en baja tensión.

CFPBT: Cargo por Potencia Fuera de Punta en baja tensión.

Ffpta: Factor de coincidencia de todos los usuarios cuya demanda máxima se produce en horas fuera de punta.

Este factor, se calculará como la relación entre la Demanda Máxima Simultánea de los Usuarios en esta tensión y la suma de las Demandas Máximas de estos usuarios. Para los usuarios con potencia contratada, se utilizará esta como Demanda Máxima.

- C. **Cargo por Potencia de Punta en baja tensión**, es el cargo por Potencia de Punta de media tensión multiplicado por el factor de pérdidas medias de potencia en baja tensión más el cargo por Potencia de Distribución, correspondiente al nivel de baja tensión. La fórmula para este cargo es la siguiente:

$$CPBT = (CPMT * FPPBT + CDBT) * Fpta$$

Donde:

CPBT: cargo por Potencia de Punta en baja tensión.

CPMT: cargo por potencia de Punta en media tensión

FPPBT: factor de perdidas medias de potencia en la red de baja tensión

Fpta: factor de coincidencia de todos los usuarios cuya demanda máxima se produce en horas de punta. El monto a pagar por un cliente que resulta de la aplicación de los conceptos expuestos anteriormente se resume en la siguiente relación:

$$PUBT = CPBT * PPBT + CFPBT * (PTBT - PPBT * Fpta / Ffpta) + CF$$

PUBT: Monto a pagar por cliente por potencia en baja tensión.

PPBT: Potencia de Punta en baja tensión. Es la demanda de potencia en la banda horaria coincidente con la potencia máxima del SNI

PTBT: Potencia contratada en baja tensión. Es la demanda máxima individual contratada en baja tensión. Cuando PPBT sea mayor que PTBT, no se considerará el segundo miembro de la ecuación.

3.2 Clientes sin medición por bloque horario En esta tarifa se registra la potencia máxima del cliente y debe asumirse su participación en la punta del SNI a través de un coeficiente que se estima en base a estudios de caracterización de carga. Estos usuarios se clasifican en:

- A. Clientes que tienen participación en la punta
- B. Clientes con baja participación en la punta.

El monto a pagar por estos consumidores se estima en base a los conceptos anteriores, en base a la siguiente relación:

$$PUBT = CPBT * Pmax * Contp + CFPBT * (PTBTPmax * Contp) + CF$$

Donde:

Contp: índice que refleja la participación en la punta de un grupo usuarios de parecido comportamiento, y cuya demanda máxima simultánea se produce en horas fuera de punta. Se cálculo se debe realizar en base a estudios de caracterización de la carga.

Cuando el producto de Pmax y Contp sea mayor que PTBT, no se considerará el segundo miembro de la ecuación.

4. Cargo por Energía en los Niveles de Media y Baja Tensión

a) Tarifas de Consumidores con medición de demanda por bloque horario

El cargo por energía en media tensión es el precio de la energía a nivel de subtransmisión multiplicado por el factor de pérdidas medias de energía de media tensión. El cargo por energía en baja tensión es igual al cargo por energía en media tensión multiplicado por el factor de pérdidas medias de energía en baja tensión. Las fórmulas de estos cargos son las siguientes:

$$\begin{aligned}CEMTb &= PESTb * FPEMT \\CEBTb &= CEMTb * FPEBT\end{aligned}$$

Donde:

CEMTb: Cargo por energía en media tensión correspondiente al bloque horario b.

CEBTb: Cargo por energía en baja tensión correspondiente al bloque horario b.

PESTb: Precio de energía a nivel de subtransmisión al bloque horario b.

FPEMT: Factor de pérdidas medias de energía en media tensión.

FPEBT: Factor de pérdidas medias de energía en baja tensión.

b) Tarifas de Consumidores sin medición por bloque horario

Las tarifas a consumidores sin medición de consumo de energía por bloque horario se calcularán de la siguiente forma:

$$PESTPM = \frac{\sum DEM_b * PE_b}{\sum DEM_b}$$

Donde:

PESTPM: precio de energía a nivel de subtransmisión medio ponderado.

DEMb: demanda de energía de los usuarios sin medición por bloque horario, en el bloque b.

Los valores de DEMb para cada categoría tarifaria se obtendrán de estudios de Caracterización de Carga que contratará cada Distribuidor con firmas especializadas

de acuerdo a Términos de Referencia elaborados por la Comisión. De acuerdo a esta definición se calcularán los cargos por energía con la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned} CEMT &= PESTPM * FPEMT \\ CEBT &= CEMT * FPEBT \end{aligned}$$

Donde:

CEMT: cargo por energía a usuarios sin medición por banda horaria en media tensión.

CEBT: cargo por energía a usuarios sin medición por banda horaria en baja tensión

c) Tarifas a Consumidores sin medición de potencia

Los consumidores en baja tensión sin medición de potencia pagarán una tarifa en función de la energía total consumida calculado como:

$$CUEBT = CEBT + \frac{CPBT}{NHU}$$

Donde:

NHU: Corresponde a un factor de carga medio constante de aquellos consumidores a los que no se les mide su consumo de potencia.

El valor de NHU se obtendrá de los estudios de caracterización de cargas mencionados con anterioridad en este artículo. La Comisión podrá fijar estos valores en base a valores obtenibles por empresas Distribuidoras que realicen programas de eficiencia energética.

Fórmulas del CNEE para determinar los cargos de las tarifas eléctricas

1.) Baja Tensión Simple (BTS)

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTS} = CF_{BTS0} * FACF_{BT}$$

b. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$\begin{aligned}
CUE_{BTS} = & PEST_{BTS} * FPEBT * FPEMT + PPST * \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} * 730} * PAPot * FPPMT \\
& + CDBT * \frac{FCRedBT_{BTS}}{FC_{BTS} * 730} * FPPBT * FABT * FACD_{BT} + CDMT \\
& * \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} * 730} * FPPMT_{BT} * FPPBT_{MT} * FACD_{MT} + AT
\end{aligned}$$

Cargos por Energía corresponden a los componentes 1 y 5 de la fórmula anterior

Cargos por Potencia corresponden a los componentes 2, 3 y 4 de la fórmula anterior

2.) Baja Tensión Simple Horario (BTSH)

- a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTSH} = CF_{BTS0} * FCF_{BT} * FACF_{BT}$$

- b. Cargo Unitario por Energía de Punta (CUEP)

$$\begin{aligned}
CUEP_{BTSH} = & PEST_{PUNTA} * FPEBT * FPEMT \\
& + \left[PPST * \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} * 730} * FAPot * FPPBT * FPPMT \right] \\
& * \frac{PP_{BTSH}}{\%EP_{BTS}} + CDBT * \frac{FCRedBT_{BTS}}{FC_{BTS} * 730} * FPPBT * FABT \\
& * FACD_{BT} + CDMT * \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} * 730} * FPPMT_{BT} * FPPBT_{MT} \\
& * FAMT_{BT} * FACD_{MT} + AT
\end{aligned}$$

- c. Cargo Unitario por Energía Intermedia (CUEI)

$$\begin{aligned}
CUEI_{BTSH} = & PEST_{INTERMEDIA} * FPEBT * FPEMT \\
& + \left[PPST * \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} * 730} * FAPot * FPPBT * FPPMT \right] \\
& * \frac{PI_{BTSH}}{\%EI_{BTS}} + CDBT * \frac{FCRedBT_{BTS}}{FC_{BTS} * 730} * FPPBT * FABT \\
& * FACD_{BT} + CDMT * \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} * 730} * FPPMT_{BT} * FPPBT_{MT} \\
& * FAMT_{BT} * FACD_{MT} + AT
\end{aligned}$$

- d. Cargo Unitario por Energía de Valle (CUEV)

$$\begin{aligned}
CUEV_{BTSH} = & PEST_{VALLE} * FPEBT * FPEMT \\
& + \left[PPST * \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} * 730} * FAPot * FPPBT * FPPMT \right] * \frac{PV_{BTSH}}{\%EV_{BTS}} + CDBT \\
& * \frac{FCRedBT_{BTS}}{FC_{BTS} * 730} * FPPBT * FABT * FACD_{BT} + CDMT * \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} * 730} \\
& * FPPMT * FPPBT_{MT-BT} * FAMT_{BT} * FACD_{MT} + AT
\end{aligned}$$

e. Cargo Unitario por Energía de Valle adicional (CUEVa)

$$\begin{aligned}
CUEV_{\alpha BTSH} = & PEST_{VALLE_{\alpha}} * FPEBT * FPEMT \\
& + \left[PPST * \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} * 730} * FAPot * FPPBT * FPPMT \right] \\
& * \frac{PV_{BTSH}}{\%EV_{BTS}} + CDBT * \frac{FCRedBT_{BTS}}{FC_{BTS} * 730} * FPPBT * FABT \\
& * FACD_{BT} + CDMT * \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} * 730} * FPPMT_{BT} * FPPBT_{MT} \\
& * FAMT_{BT} * FACD_{MT} + AT
\end{aligned}$$

3.) Baja Tensión Simple Auto productores (BTSA)

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTSA} = CF_{BTSA0} * FACF_{BT}$$

b. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$\begin{aligned}
CUE_{BTSA} = & PEST_{BTSA} * FPEBT * FPEMT + PPST * \frac{FCRedMT_{BTSA}}{FC_{BTSA} * 730} * PAPot \\
& * FPPMT + CDBT * \frac{FCRedBT_{BTSA}}{FC_{BTSA} * 730} * FPPBT * FABT \\
& * FACD_{BT} + CDMT * \frac{FCRedMT_{BTSA}}{FC_{BTSA} * 730} * FPPMT * FPPBT_{MT} \\
& * FAMT_{BT} * FACD_{MT} + AT
\end{aligned}$$

Cargos por energía de generación y transporte corresponden a los componentes 1 y 5 de la fórmula anterior

Cargo por potencia de generación y transporte corresponde al componente 2 de la fórmula anterior

4.) Baja Tensión Simple Pre-Pago (BTSP)

a. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$\begin{aligned}
CUE_{BTSP} = & CCU_{BTSP} * FACF_{BT} + PEST_{BTSP} * FPEBT * FPEMT + PPST \\
& * \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} * 730} * PAPot * FPPMT + CDBT * \frac{FCRedBT_{BTS}}{FC_{BTS} * 730} \\
& * FPPBT * FABT * FACD_{BT} + CDMT * \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} * 730} \\
& * FPPMT_{BT} * FPPBT_{MT} * FAMT_{BT} + AT
\end{aligned}$$

Cargo por energía corresponden a los componentes 2 y 6 de la fórmula anterior.

Cargo por potencia corresponden a los componentes 3, 4 y 5 de la fórmula anterior.

5.) Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP)

- a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTDP} = CF_{BTDO} * FACF_{BT}$$

- b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{BTDP} = PEST_{BTDP} * FPEBT * FPEMT + AT$$

- c. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$\begin{aligned}
CPMax_{BTDP} = & PPST * FCRedMT_{BTDP} * FCI_{BTDP} * FAPot * FPPBT \\
& * FPPMT * kPP_{BTDP}
\end{aligned}$$

- d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$\begin{aligned}
CPC_{BTDP} = & CDBT * FCRedBT_{BTDP} * FCI_{BTDP} * FPCont_{BTDP} * kPBT_{BTDP} \\
& * FPPBT * FABT * FACD_{BT} + CDMT * FCRedMT_{BTDP} \\
& * FCI_{BTDP} * FPCont_{BTDP} * kPMT_{BTDP} * FPPMT_{BT} \\
& * FPPBT_{MT} * FAMT_{BT} * FACD_{MT}
\end{aligned}$$

6.) Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP)

- a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTDFP} = CF_{BTDO} * FACF_{BT}$$

- b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{BTDFP} = PEST_{BTDFP} * FPEBT * FPEMT + AT$$

- c. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{BTDFP} = PPST * FCRedMT_{BTDFP} * FCI_{BTDP} * FAPot * FPPBT * FPPMT * kPP_{BTD}$$

d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTDFP} = CDBT * FCRedBT_{BTDFP} * FCI_{BTDFP} * FPCont_{BTDFP} * kPBT_{BTD} * FPPBT * FABT * FACD_{BT} + CDMT * FCRedMT_{BTDFP} * FCI_{BTDP} * FPCont_{BTDFP} * kPMT_{BT} * FPPMT_{BT} * FPPBT_{MT} * FAMT_{BT} * FACD_{MT}$$

7.) Bajo Tensión Horaria con Demanda (BTHD)

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTHD} = CF_{BTDO} * FCF_{BT} * FACF_{BT}$$

b. Cargo por Energía de Punta (CEP)

$$CEP_{BTHD} = PEST_{PUNTA} * FPEBT * FPEMT + AT$$

c. Cargo por Energía Intermedia (CEI)

$$CEI_{BTHD} = PEST_{INTERMEDIA} * FPEBT * FPEMT + AT$$

d. Cargo por Energía de Valle (CEV)

$$CEV_{BTHD} = PEST_{VALLE} * FPEBT * FPEMT + AT$$

e. Cargo por Energía de Valle adicional (CEVa)

$$CEVa_{BTHD} = PEST_{VALLE\alpha} * FPEBT * FPEMT + AT$$

f. Cargo por Potencia de Punta (CPP)

$$CPP_{BTHD} = PPST * FCRedMTP_{BTHD} * FCIP_{BTHD} * FAPot * FPPBT * FPPMT$$

g. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTHP} = CDBT * FCRedBT_{BTHP} * FCI_{BTHP} * FPCont_{BTHP} * FPPBT * FABT * FACD_{BT} + CDMT * FCRedMT_{BTHP} * FCI_{BTHP} * FPCont_{BTHP} * FPPMT_{BT} * FPPBT_{MT} * FAMT_{BT} * FACD_{MT}$$

8.) Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP)

- a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{MTDP} = CF_{MTDO} * FACF_{MT}$$

- b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{MTDP} = PEST_{MTDP} * FPEMT + AT$$

- c. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{MTDP} = PPST * FCR_{edMT_{MTDP}} * FCI_{MTDP} * FAPot * FPPMT * kPP_{BTD}$$

- d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTDP} = CDMT * FCR_{edMT_{MTDP}} * FCI_{MTDP} * FPCont_{MTDP} * kPMT_{MTD} * FPPMT_{BT} * FAMT_{BT} * FACD_{MT}$$

9.) Media Tensión con Demanda en Fuera de Punta (MTDFP)

- a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{MTDFP} = CF_{MTDO} * FACF_{MT}$$

- b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{MTDFP} = PEST_{MTDFP} * FPEMT + AT$$

- c. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{MTDFP} = PPST * FCR_{edMT_{MTDFP}} * FCI_{MTDFP} * FAPot * FPPMT * kPP_{MTD}$$

- d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTDFP} = CDBT * FCR_{edMT_{MTDFP}} * FCI_{MTDFP} * FPCont_{MTDFP} * kPBT_{MTD} * FPPMT_{BT} * FAMT * FACD_{MT}$$

10.) Media Tensión Horario con Demanda (MTHD)

- a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{MTHD} = CF_{MTDO} * FCF_{MT} * FACF_{MT}$$

- b. Cargo por Energía de Punta (CEP)

$$CEP_{MTHD} = PEST_{PUNTA} * FPEMT + AT$$

- c. Cargo por Energía Intermedia (CEI)

$$CEI_{MTHD} = PEST_{INTERMEDIA} * FPEMT + AT$$

- d. Cargo por Energía de Valle (CEV)

$$CEV_{MTHD} = PEST_{VALLE} * FPEMT + AT$$

- e. Cargo por Energía de Valle adicional (CEVa)

$$CEV_{\alpha MTHD} = PEST_{VALLE_{\alpha}} * FPEMT + AT$$

- f. Cargo por Potencia de Punta (CPP)

$$CPP_{MTHD} = PPST * FCRedMTP_{MTHD} * FCIP_{MTHD} * FAPot * FPPMT$$

- g. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTHP} = CDMT * FCRedMT_{MTHP} * FCI_{MTHP} * FPCont_{MTHP} * FPPMT_{BT} * FAMT * FACD_{MT}$$

11.) Baja Tensión con Demanda Auto Productores (BTDA)

- a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTDA} = CF_{BTDA0} * FACF_{BT}$$

- b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{BTDP} = PEST_{BTDA} * FPEBT * FPEMT + AT$$

- c. Cargo por Potencia en Punta (CPP)

$$CPP_{BTDA} = PPST * FCRedMTP_{BTDA} * FCIP_{BTDA} * FAPot * FPPBT * FPPMT$$

- d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTDA} = CDBT * FCRedBT_{BTDA} * FCI_{BTDA} * FPCont_{BTDA} * FPPBT * FABT * FACD_{BT} + CDMT * FCRedMT_{BTDA} * FCI_{BTDA} * FPCont_{BTDA} * FPPMT_{BT} * FPPBT_{MT} * FAMT_{BT} * FACD_{MT}$$

12.) Media Tensión con Demanda Auto Productores (MTDA)

- a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{MTDA} = CF_{MTDAO} * FACF_{MT}$$

- b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{MDP} = PEST_{MTDA} * FPEMT + AT$$

- c. Cargo por Potencia en Punta (CPP)

$$CPP_{MTDA} = PPST * FCR_{edMTP}_{MTDA} * FCIP_{MTDA} * FAPot * FPPMT$$

- d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTDA} = CDMT * FCR_{edMT}_{MTDA} * FCI_{MTDA} * FPCont_{MTDA} * FPPMT_{BT} * FAMT * FACD_{MT}$$

13.) Peaje en Función de Transporte Baja Tensión (PeajeFT_BT)

- a. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (CEP)

$$CEP_{PeajeFT BT} = (PEST_{PUNTA} + AT) * (FPEBT * FPEMT - 1)$$

- b. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Intermedia (CEI)

$$CEI_{PeajeFT BT} = (PEST_{INTERMEDIA} + AT) * (FPEBT * FPEMT - 1)$$

- c. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (CEV)

$$CEV_{PeajeFT BT} = (PEST_{VALLE} + AT) * (FPEBT * FPEMT - 1)$$

- d. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$\begin{aligned} CPM_{axPeajeFT BT} &= PPST * FCR_{edMT}_{PeajeFT BT} * (FPPBT * FPPMT - 1) \\ &* FAPot + CDBT * FCR_{edBT}_{PeajeFT BT} * FCI_{PeajeFT BT} \\ &* FPPBT * FABT * FACD_{BT} + CDMT * FCR_{edMT}_{PeajeFT BT} \\ &* FCI_{PeajeFT BT} * FPPMT_{BT} * FPPBT_{MT} * FAMT_{BT} * FACD_{MT} \end{aligned}$$

14.) Peaje en Función de Transporte Media Tensión (PeajeFT_MT)

- a. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (CEP)

$$CEP_{PeajeFT MT} = (PEST_{PUNTA} + AT) * (FPEMT - 1)$$

b. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Intermedia (CEI)

$$CEI_{PeajeFT MT} = (PEST_{INTERMEDIA} + AT) * (FPEMT - 1)$$

c. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (CEV)

$$CEV_{PeajeFT MT} = (PEST_{VALLE} + AT) * (FPEMT - 1)$$

d. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{PeajeFT MT} = PPST * FCR_{edMT} PeajeFT MT * (FPPMT - 1) * FAPot + CDMT * FCR_{edMT} PeajeFT MT * FCI_{PeajeFT MT} * FPPMT_{BT} * FAMT * FACD_{MT}$$

Parámetro	Descripción
FPEBT	Factor de Pérdidas de Energía, Baja Tensión
FPEMT	Factor de Pérdidas de Energía, Media Tensión
FPPBT	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión
FPPBT_MT	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión, Coincidente con la Red de Media Tensión
FPPMT	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión
FPPMT_BT	Factor de Pérdidas de Potencia Media Tensión, Coincidente con la Red de Baja Tensión

Tabla 5.1 Parámetros Tarifarios determinados por el CNEE

Factor	Descripción
FAPot	Factor de Ajuste de Potencia, sin Tarifa Social
FA(BT/MT)	Factor de Ajuste de Potencia, Baja o Media Tensión
FAMT_BT	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión por perdidas en Baja Tensión
kPP_(BTD/MTD)	Factor de Ajuste de Costos por Potencia Entre Opciones Tarifarias BTD o MTD
kPBT_BTD	Factor de Ajuste de Costos por Distribución en Entre Opciones Tarifarias en Baja Tensión para las BTD
kPMT_BTD	Factor de Ajuste de Costos por Distribución en Entre Opciones Tarifarias en Media Tensión para las BTD

kPMT_MTD	Factor de Ajuste de Costos por Distribución en Entre Opciones Tarifarias en Media Tensión para las MTD
----------	--

Tabla 5.2 Factores de Ajuste de Potencia determinados por el CNEE.

Parámetro	Descripción
PEST_(X)	Precio Base de Energía para Tarifa X
CD(BT/MT)	Cargo Base por Potencia de Distribución para Baja o Media Tensión.
CF(X)	Cargo por Consumidor para la Tarifa X
FC, NHU, FC RedBT, FC RedMT, FC RedMTP, FCI, FCIP, FPCont	Constantes Resultantes de Estudios de Caracterización de Carga
E%_(X)	Ponderador de Consumo de Energía por Banda Horaria para la Tarifa X
AT	Ajuste Tarifario

Tabla 5.3 Cargos y Contantes determinados por la CNEE

5.1.2. Cálculo de las Tarifas Eléctricas Costa Rica

Metodología de Fijación de tarifas y precios en Distribución

Definición

El modelo general para determinar el ajuste porcentual por reconocer en las fijaciones ordinarias para el sistema de distribución y comercialización eléctrica requiere del cálculo de los siguientes componentes: a) ingresos totales, b) costos totales, c) rédito para el desarrollo, d) periodo de aplicación, y e) monto y ajuste tarifario. La distribución del ajuste porcentual por tipo de tarifa y bloques se hará de conformidad con lo que técnicamente determine la Intendencia de Energía. El modelo establece que la tarifa debe ser suficiente para generar los ingresos que permitan al operador cubrir los costos totales asociados al servicio que se regula – bajo condiciones de calidad establecidas – y además de garantizar un monto sobre el capital invertido, denominado rédito para el desarrollo, que depende de la tasa de rédito y la base tarifaria:

$$IT = COMA + (R * BT)$$

Donde:

IT: Ingresos totales. Incluye los ingresos por venta de energía y otros ingresos que generan los operadores producto del servicio.

COMA: Costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración, así como otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio.

R: Tasa de rédito para el desarrollo.

BT: Base tarifaria. Valor total del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo.

La aplicación del modelo establecido en la fórmula anterior requiere del cálculo, revisión, depuración y ajuste de la información ingenieril, económica, estadística y contable para el

período base considerado en la presente metodología, representado por la variable t . Posteriormente, esta información se emplea como insumo para estimar y proyectar los elementos que definen el monto de ajuste tarifario para el período en que entra a regir dicho ajuste, representado por $t+1$. [10].

a) Determinación de la tarifa para el período en que entrará en vigencia $t+1$: Para la determinación del monto de ajuste requerido en el siguiente período, $t + 1$, el período en el que estará vigente la nueva fijación tarifaria, primero se proyectan a 12 meses las variables IT con las tarifas de transmisión vigentes, $COMA$ y BT de la fórmula de IT :

$$IT = COMA_{t+1} + (R_{tv,t+1} * BT_{t+1})$$

Donde:

$t+1$: Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.

IT : Ingresos totales estimados para el periodo $t+1$ con las tarifas vigentes. Incluye los ingresos por transmisión de energía y otros ingresos que se generan producto del servicio.

$COMA_{t+1}$: Costos y gastos totales de operación, mantenimiento, administración y otros costos estimados para el período $t+1$

$R_{tv, t+1}$: Tasa de rédito para el desarrollo que resulta con las tarifas vigentes para el período $t+1$.

BT_{t+1} : Base tarifaria formada por la sumatoria del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo para el período $t+1$.

Tv : Tarifas vigentes.

b) Cálculo del ajuste en ingresos

Así, el monto de ajuste requerido en los ingresos totales para obtener la tasa $\square\square+1$ a partir de las tarifas vigentes, es:

$$\Delta IT = IT_{t+1} - IT$$

Donde:

$t+1$: Período en el que estará vigente el ajuste tarifario

$\Delta\square\square$: Ajuste o cambio requerido en los ingresos totales del servicio de distribución eléctrica para la obtención de la tasa $\square\square+1$ para el periodo $t+1$.

$\square\square\square+1$: Ingresos totales requeridos para la obtención de la tasa $\square\square+1$ para el periodo $t+1$.

IT : Ingresos totales estimados para el periodo $t+1$ con las tarifas vigentes.

Desde el punto de vista de composición de los ingresos al ser los ingresos por ventas de energía a usuarios finales los únicos que en esta metodología dependen explícitamente de las tarifas, se cumple que:

$$Iv_{t+1} = IT_{t+1} - (Iap + Io)$$

t+1: Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.

I_{t+1} : Ingresos totales requeridos para la obtención de la tasa r_{t+1} para el periodo t+1.

$I_{v,t+1}$: Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios, requeridos para la obtención de la tasa r_{t+1} para el período t+1.

I_{ap} : Ingresos por venta de energía al servicio de alumbrado público estimados para t+1.

I_o : Otros ingresos proyectados para t+1 relacionados con la actividad de distribución eléctrica.

En consecuencia, el monto de ajuste en los ingresos obtenido en la fórmula 4.5, se traduce en el ajuste porcentual de los ingresos por ventas para alcanzar la tasa de retorno r_{t+1} para el periodo t+1 de la siguiente manera:

$$\%IT = \frac{\Delta IT}{Iv} * 100$$

Donde:

%IT: Ajuste porcentual requerido en los ingresos por ventas de energía a usuarios finales.

ΔIT : Ajuste o cambio requerido en los ingresos del servicio de distribución eléctrica para la obtención de la tasa r_{t+1} para el periodo t+1.

Iv : Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios, estimados para el período t+1 con los precios promedio de distribución con tarifas vigentes.

Cálculo De Los Ingresos Totales.

Los ingresos totales comprenden todos los ingresos por venta de energía y otros ingresos asociados al servicio de distribución y comercialización, como lo son los ingresos por ventas de energía al servicio de alumbrado público, alquiler de transformadores y postes, recargo por mora, devolución por canon de regulación, entre otros.

Ingresos totales estimados con tarifas vigentes para el periodo t+1

Los ingresos totales se generan por las actividades ligadas al servicio de distribución y comercialización de electricidad a clientes conectados a baja tensión y media tensión. Se calculan de la siguiente forma:

$$IT = Iv + Iap + Io$$

Donde:

IT: Ingresos totales.

Iv: Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios, estimados para el período t+1 con los precios promedio de distribución con tarifas vigentes.

Iap: Ingresos por venta de energía al servicio de alumbrado público para el período t+1.

□□: Otros ingresos. Son los otros ingresos proyectados para el período t+1 y relacionados con la actividad de distribución eléctrica

Ingresos por ventas a usuarios

Los ingresos por ventas a usuarios se obtienen al multiplicar el precio promedio de la electricidad para cada tipo de tarifa por la cantidad total de energía vendida por el tipo de tarifa.

$$Iv = \sum_{s=1}^m \left(\sum_{i=1}^n \bar{P}_{t,s} * ET_{kWh,t+1,s,i} \right)$$

Donde:

t: Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.

t+1: Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.

□□: Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios, estimados para el período t+1 con los precios promedio de distribución con tarifas vigentes.

□ □, □: Precio promedio de la energía eléctrica. Precio para la tarifa s.

□□□□h, □+1, □, □: Energía total vendida estimada. Se refiere al total estimado de ventas de energía en kWh, para la tarifa s, para el mes i del período t +1.

s: Índice de tarifa (residencial, media tensión, general y preferencial, etcétera)

i: Índice de mes.

n: Cantidad de meses.

m: Cantidad de tarifas existentes de acuerdo al pliego tarifario.

kWh: Kilovatio hora.

Precio promedio de la energía eléctrica para cada tipo de tarifa.

Para la definición del precio promedio de la energía eléctrica, para cada tarifa se utilizará la estructura definida en el pliego tarifario de la empresa distribuidora durante los 12 meses anteriores para los cuales se disponga de información real. El precio promedio por tarifa se obtiene de la sumatoria de los ingresos mensuales por venta de energía eléctrica por tarifa dividido entre las ventas totales mensuales en kWh por tarifa. Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\bar{P}_{t,s} = \frac{I_s + I_{ph}}{\sum_{i=1}^n VRE_{kWh,s,ph,i}}$$

Donde:

t: Período base de análisis considerado en el estudio de fijación.

\bar{P} , P : Precio promedio de la energía eléctrica. Precio para la tarifa s .

I_s : Ingreso. Son los ingresos de la tarifa s .

I_{ph} : Ingresos por tarifa horario.

$VRE_{kWh,s,ph,i}$, V_{ph} , V_h , V : Ventas de energía reales en kWh para la tarifa s y el mes i , obtenidas de la información suministrada por el operador.

s: Índice de tarifa (residencial, media tensión, general y preferencial, etcétera).

ph: Períodos horarios (punta, valle o nocturno).

i: Índice de mes.

n: Cantidad de meses.

kWh: Kilovatio hora.

Ingresos por tipo de tarifa

En el caso general en el que se vincula el consumo del abonado con un único rango de consumo, y su respectiva tarifa por cada kWh y kW, los ingresos en cada tarifa será la sumatoria de los productos de ventas en cada bloque por su respectiva tarifa.

En el caso específico en que un abonado puede tener distintas tarifas por kWh y kW, conforme aumente su consumo irá sobrepasando el límite superior de los bloques establecidos, pero lo consumido en cada bloque tendrá la tarifa por kWh y kW establecido en ese bloque y su excedente en el bloque siguiente. En tal caso, los ingresos por tarifa son los ingresos mensuales por bloque de consumo, los cuales se obtienen de la sumatoria de los ingresos para cada bloque de consumo definido en el pliego tarifario por tarifa, tal y como se detalla a continuación:

$$I_s = \sum_{i=1}^n I_{B1,s,i} + I_{B2,s,i} + I_{B3,s,i}$$

Donde:

I_s : Son los ingresos de la tarifa s (residencial, media tensión, general, preferencial, etc.).

I_{B1} , I_{B2} , I_{B3} : Ingresos mensuales para el primer bloque de consumo de la tarifa s

I_{B2} , I_{B3} : Ingresos mensuales para el segundo bloque de consumo de la tarifa s

□□3, □, □: Ingresos mensuales para el tercer bloque de consumo de la tarifa s

B1: Bloque de consumo 1.

B2: Bloque de consumo 2.

B3: Bloque de consumo 3.

s: Índice de tarifa (residencial, media tensión, general y preferencial, etcétera).

i: Índice de mes.

n: Cantidad de meses.

El ingreso por bloque de consumo para cada tipo de tarifa se calcula según corresponda de la siguiente manera:

a) Ingresos mensuales para el primer bloque de consumo:

$$I_{B1} = (Ab_{B1,CM} * CM_{B1} * T_{B1}) + (CA_{B1} * T_{B1})$$

Donde:

□□1: Ingresos mensuales para el primer bloque de consumo.

□□□1, □□: Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo consumo es igual al mínimo establecido en el pliego tarifario, definido en el primer bloque de consumo.

□□ □1: Consumo mínimo en kWh o kW establecido para el primer bloque de consumo según el pliego tarifario vigente.

□□1: Tarifa del kWh o kW para el bloque de consumo 1 según el pliego tarifario.

□□□1: Consumo adicional al mínimo establecido en el pliego tarifario para el bloque 1, en kWh o kW, según corresponda.

B1: Bloque de consumo 1.

b) Ingresos mensuales para el segundo bloque de consumo:

$$I_{B2} = (Ab_{B2} * VM_{B1} * T_{B1}) + [(C_{B2} - (VM_{B1} * Ab_{B2})) * T_{B2}]$$

Donde:

□□2: Ingresos mensuales para el segundo bloque de consumo.

□□□2: Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo nivel de consumo se ubica en el bloque 2 definido en el pliego tarifario.

□□□1: Valor máximo en kWh o kW definido en el primer bloque de consumo. Se refiere al límite superior en kWh o kW del bloque de consumo 1 definido en pliego tarifario.

□□1: Tarifa del kWh o kW para el bloque de consumo 1 según el pliego tarifario.

□□2: Consumo total en kWh o kW que se ubica en el segundo bloque definido en el pliego tarifario.

□□2: Tarifa del kWh o kW para el segundo bloque de consumo según el pliego tarifario.

c.) Ingresos mensuales para el tercer bloque de consumo:

$$I_{B3} = (Ab_{B3} * VM_{B1} * T_{B1}) + (Ab_{B3} * DF_{B3,2} * T_{B2}) + [(C_{B3} - (Ab_{B3} * VM_{B2})) * T_{B3}]$$

Donde:

□□3: Ingresos mensuales para el tercer bloque de consumo.

□□□3: Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo nivel de consumo se ubica en el bloque 3 definido en el pliego tarifario.

□□□1: Valor máximo en kWh o kW definido en el primer bloque de consumo. Se refiere al límite superior en kWh o kW del bloque de consumo 1 definido en pliego tarifario.

□□ □3,2: Diferencia. Se refiere a la diferencia entre el valor máximo del bloque de consumo 2 y el valor máximo del bloque de consumo 1.

□□1: Tarifa del kWh o kW para el bloque de consumo 1 según el pliego tarifario vigente.

□□2: Tarifa del kWh o kW para el bloque de consumo 2 según el pliego tarifario vigente.

□□3: Consumo total en kWh o kW para el consumo que se ubica en el tercer bloque definido en el pliego tarifario.

□□3: Tarifa del kWh o kW para el tercer bloque de consumo según el pliego tarifario vigente.

□□ □2: Valor máximo en kWh o kW definido en el segundo bloque de consumo. Se refiere al límite superior en kWh o kW del bloque de consumo 2 definido en pliego tarifario.

En el caso que una tarifa establezca más de tres bloques de consumo, el cálculo de los ingresos seguirá la misma lógica de facturación incremental y de cobro por cada bloque de consumo alcanzado que se indica en los puntos anteriores.

d) Ingresos mensuales por tarifa para los casos en que el pliego tarifario incorpora período horario:

Para aquellos operadores que cuenten con un esquema tarifario por período horario (punta, valle y nocturno) los ingresos mensuales para el sector respectivo se determinarán mediante la siguiente fórmula:

$$I_{ph} = \sum_{ph,i=1}^{k,n} V_{ph,i} * T_{ph,i}$$

I_{ph} : Ingresos por tarifa horario. Son los ingresos anuales por tarifa, para los casos en que el pliego tarifario incorpora período horario (punta, valle, nocturno).

$V_{ph,i}$, Q : Ventas en kW o kWh. Se refiere a las ventas en kW o kWh, por periodo horario, por mes i.

$T_{ph,i}$, Q : Tarifa del kW o kWh. Es el precio del kW o kWh según pliego tarifario vigente, por periodo horario, por mes i.

ph: Períodos horarios (punta, valle o nocturno).

i: Índice de mes.

n: Cantidad de meses.

k: Cantidad de periodos horarios definidos en el pliego tarifario.

En los casos en que un operador cuente con tarifas por bloque de consumo y por período horario, se calculan los ingresos de cada esquema tarifario por separado y se proceden a sumar para obtener los ingresos totales por concepto de venta de energía eléctrica (Iv).

Energía total vendida estimada para la empresa distribuidora

El total de energía vendida es igual a la suma de la energía comprada y la energía generada por el operador menos las pérdidas del sistema de distribución, sin embargo, la forma de estimación de este rubro es el producto de la cantidad de abonados por el consumo promedio, tal como sigue:

$$ET_{kWh,t+1,s,i} = (QA_{t+1,s,i} * \bar{C}_{s,i})$$

Donde:

t+1: Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.

$ET_{kWh,t+1,s,i}$, **t+1**, Q , Q : Energía total vendida estimada. Se refiere al total estimado de ventas de energía en kWh, de la tarifa s, para el mes i del periodo t +1.

$QA_{t+1,s,i}$, Q , Q : Cantidad estimada de abonados para el mes i, de la de tarifa s, para el período t +1; se estima según se indica más bajo en el punto a.

$\bar{C}_{s,i}$, Q : Consumo promedio mensual de energía real de los abonados, para la tarifa s, en el mes i.

s: Índice de tarifa (residencial, media tensión, general y preferencial, etcétera)

i: Índice de mes.

kWh: Kilovatio hora.

a.) La cantidad estimada de abonados para cada tarifa

La cantidad estimada de abonados para cada tarifa se proyecta mediante técnicas estadísticas o econométricas. Las estimaciones se basan en datos históricos mensuales de abonados por tarifa en los últimos 10 años o la serie histórica para la que se encuentren datos disponibles. Se proyecta un periodo de tiempo igual al que estará vigente el ajuste tarifario.

b.) Consumo promedio de energía para cada tarifa

El consumo promedio de energía para la tarifa *s*, se obtiene para los últimos 12 meses disponibles al momento en que se realiza el estudio fijación tarifaria, del cociente entre las ventas mensuales reales en kWh de las tarifas y la cantidad mensual real de abonados en dicha tarifa.

Ingreso por el servicio de alumbrado público

Se refiere al ingreso por las ventas, en colones, que el sistema de distribución realiza al sistema de alumbrado público. Se obtiene de multiplicar las ventas totales estimadas en kWh por el costo que tiene la energía del sistema de alumbrado público para el sistema de distribución. De la siguiente manera:

$$I_{ap} = Pap * VAP_{kWh}$$

Donde:

Iap: Ingresos por venta de energía al servicio de alumbrado público.

Pap: Precio de la energía del sistema de alumbrado público

VAP_{kWh} : Ventas totales estimadas para el sistema de alumbrado público, en kWh.

kWh: Kilovatio hora.

Las ventas totales estimadas para el sistema de alumbrado público en kWh (VAP_{kWh}) provienen de los respectivos estudios tarifarios de este servicio. En caso de no estar disponible la información del estudio tarifario, se mantienen las unidades físicas reales consumidas por el sistema de alumbrado público.

Dado que este precio debe incorporar el efecto por las pérdidas de distribución, el precio de la energía del sistema de alumbrado público será:

$$P_{AP} = \frac{P_{MAP}}{(1 - \%Per)}$$

Donde:

PAP: Precio de la energía del sistema de alumbrado público.

□□□□: Precio mensual de la energía del sistema de alumbrado público.

%Per: Porcentaje de pérdidas del sistema de distribución.

Otros ingresos:

En este rubro se incluyen los ingresos de explotación por actividades diversas asociadas al servicio de distribución y comercialización eléctrica, que son recurrentes y pueden considerarse como ingresos relacionados con la tarifa. Se utiliza como referencia el período de análisis definido en el estudio de fijación tarifaria:

$$Io_t = at_t + ap_t + rm_t + ia_t$$

Donde:

t: Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.

□□□: Otros ingresos calculados para el periodo t

□□□: Alquiler de transformadores.

□□□: Alquiler de postes.

□□□: Recargo por mora.

□□□: Ingresos adicionales. Otros ingresos adicionales de operación que por su naturaleza pueden ser considerados en el cálculo tarifario a consideración de la Autoridad Reguladora.

Costos Y Gastos Totales De Operación, Mantenimiento Y Administración (Coma)

Son los costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración necesarios para prestar el servicio de distribución y comercialización de la energía eléctrica. El cálculo incluye los siguientes rubros:

Donde:

COMA: Costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración, así como, otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio.

□□□: Costo por compras de energía y potencia total. Incluye las compras de energía y potencia al Instituto Costarricense de Electricidad -no se incluye costos por combustibles para generación térmica-, a terceros y la generación propia.

Peaje: Costo por el transporte de energía. Se calcula como el producto de la tarifa vigente del sistema de transmisión por las compras estimadas en kWh que tiene que ser trasladados por la red de transmisión para el periodo en que entrará a regir la tarifa.

OyM: Gastos de operación y mantenimiento. Corresponde a los costos en que incurre la empresa para su funcionamiento y el mantenimiento de los activos de distribución, de forma

que permita garantizar la sostenibilidad, continuidad y calidad del servicio regulado. Se proyecta utilizando el método de actualización por índices, con excepción de gastos particulares que se actualizan mediante criterios ya definidos.

Admin: Gastos Administrativos. Representa la proporción de los gastos de unidades o departamentos de apoyo asignados al sistema de distribución (estos se distribuyen a generación, transmisión, distribución y alumbrado público y otros servicios regulados y no regulados). Se proyecta utilizando el método de actualización por índices, con excepción de gastos particulares que se actualizan mediante criterios ya definidos.

GP: Gastos por Gestión Productiva. Son los costos en que incurren las áreas de apoyo y soporte del sistema de distribución para el desarrollo normal de su gestión técnica y administrativa. Estos costos no pueden ser asignados directamente al activo productivo, motivo por el cual se presentan el Estado de Resultados como parte del costo del servicio, pero en una línea individual. Se proyecta utilizando el método de actualización por índices.

□□: Gastos por comercialización. Son los gastos asociados a la gestión comercial de la venta de electricidad a la totalidad de usuarios del servicio de distribución. Se incluye todos los gastos asociados al cobro, facturación, lecturas, servicio al cliente, entre otros. Se proyecta utilizando el método de actualización por índices.

□□□□: Canon regulación. Monto autorizado por la Contraloría General de la República (CGR), como pago por los servicios de regulación. Es la suma por concepto de canon de regulación y de calidad. Para su asignación, se considera la contribución porcentual de los ingresos de cada sistema respecto a los ingresos totales.

D: Gasto por depreciación: monto resultante de aplicar el método de depreciación lineal según las tablas de depreciación establecidas por Aresep.

□□: Gastos por partidas amortizables. Corresponde a software y licencias según la vida útil, tiempo en uso y monto de adquisición. En general, considera la amortización de intangibles.

GPer: Gastos por pérdidas de retiros de activos. En esta cuenta se registran las pérdidas incurridas al retirar un activo productivo.

INC: Gasto por incobrables. Se utiliza el porcentaje técnicamente reconocido por la Aresep en el acuerdo 006-001-2002 o, el que se determine mediante un estudio técnico actualizado y avalado por Aresep. Sin embargo, el operador debe realizar la justificación técnica del porcentaje solicitado y presentar toda la información pertinente.

SG: Gasto por seguros. En esta cuenta se registran los contratos de seguros.

□□: Gasto por Arrendamientos. Monto total de los gastos por ese concepto, según los contratos vigentes. En lo que respecta a mecanismos de financiamiento no tradicional de proyectos, éstos serán reconocidos según lo establecido en el artículo 31 de la Ley 7593.

Criterio para la actualización de gastos particulares

Gastos por Compras de energía y potencia total (□□□): En general las compras de energía y potencia se proyectan según la metodología utilizada para proyectar las ventas de energía. Se obtiene como la suma de las compras de energía y las compras por potencia, de la siguiente manera:

$$CEP = CE + CP$$

Donde:

□□□: Gasto total por compras de energía y potencia total.

□□: Gasto por compras de energía estimados para t+1 con la tarifa vigente de generación.

□□: Gasto por compras de Potencia estimados para t+1 con la tarifa vigente de generación.

Gasto por compras de energía (CE): El monto por concepto de compras de energía, se obtiene multiplicando la cantidad de energía por periodo horario o temporada por la tarifa vigente por periodo horario, de la siguiente manera:

$$CE = \sum_{ph,tm=1}^k \sum_{i=1}^n VHT_{t+1,i,ph,tm} * TG_{i,ph,tm}$$

Donde:

t+1: Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.

CE: Compras de energía estimados para t+1 con la tarifa vigente de generación.

□□□□+1, □, □h, □□: Ventas Totales de Energía estimadas por período horario y temporada, estimadas para el período t+1.

□□□, □h, □□: Tarifa de generación vigente, por periodo horario y temporada.

ph: Periodos horarios (punta, valle o nocturno).

tm: Temporadas (alta o baja).

i: Índice de mes.

n: Cantidad de meses.

k: Cantidad de períodos horarios o temporadas definidos en el pliego tarifario.

Las ventas totales de energía estimadas, por período horario y temporada, se obtienen al multiplicar el peso o porcentaje correspondiente para cada periodo horario y temporada por la energía total vendida estimada. Procediendo de la siguiente manera:

$$VHT_{t+1,i,ph,tm} = \sum_{s=1}^m \frac{ET_{kWh,t+1,s,i}}{1 - \%Per} * \%P_{ph,tm}$$

Donde:

t+1: Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.

$V_{t+1, h, tm}$: Ventas Totales de Energía mensuales por período horario ph y temporada tm, estimadas para el período t+1.

$E_{t+1, h, s}$: Energía total vendida estimada. Se refiere al total estimado de ventas de energía en kWh, de la tarifa s, para el mes i del periodo t +1.

$\%P_{h, tm}$: Porcentaje correspondiente según el periodo horario y temporada.

%Per: Porcentaje de pérdidas, se toma el valor promedio de la industria.

ph: Períodos horarios (punta, valle, nocturno).

tm: Temporadas (alta o baja).

i: Índice de mes.

s: Índice de tarifa.

m: Cantidad de tipos de tarifa existentes de acuerdo al pliego tarifario.

La estimación de ventas totales se distribuye por periodo horario y temporada, tanto para potencia como para energía y para esto se utilizan los datos reales para los 12 meses anteriores que se encuentren disponibles al momento de realizar el estudio de fijación tarifaria.

La distribución por periodo horario para energía (kWh) se obtiene como el peso que tiene cada periodo horario sobre el total de energía, de la siguiente manera:

$$\%P_{ph,tm} = \frac{VRE_{ph,tm}}{\sum_{ph,tm}^k VRE_{ph,tm}}$$

Donde:

$\%P_{h, tm}$: Porcentaje de las ventas correspondiente al periodo horario ph y temporada tm.

$V_{h, tm}$: Ventas de energía reales del operador por período horario y temporada en el periodo t.

ph: Periodos horarios (punta, valle, nocturno).

tm: Temporadas (alta o baja).

k: Cantidad de periodos horarios o temporadas definidos en el pliego tarifario.

Gasto por compras de potencia (P). Se determina de la siguiente manera:

$$CP = \sum_{ph,tm,i=1}^{k,n} kW_{i,ph,tm} * TG_{i,ph,tm}$$

Donde:

t+1: Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.

□□: Gasto por compras de Potencia estimados para t+1 con la tarifa vigente de generación.

□□□, □h, □□: Demanda máxima de potencia por periodo horario o temporada para t+1.

□□□h, □□: Tarifa de generación vigente por KW por periodo horario o temporada.

ph: Periodos horarios (punta, valle o nocturno).

tm: Temporadas (alta o baja).

i: Índice de mes.

n: Cantidad de meses.

k: Cantidad de periodos horarios o temporadas definidos en el pliego tarifario.

La energía (kWh) ya distribuida por periodo horario se utiliza para tener como resultado la potencia estimada por periodo horario, esto realizando el cociente de la energía por periodo y el resultado obtenido de multiplicar el factor de carga por las horas por mes, según sea el periodo horario, de la siguiente forma:

$$kW_{i,ph,tm} = \frac{VHT_{t+1, i, ph, tm}}{COP_{ph,tm}}$$

Donde:

t+1: Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.

□□□, □h, □□: Potencia estimada por mes i de t+1 por periodo horario y temporada.

□□□□+1, □, □h, □□: Ventas Totales de Energía estimadas por período horario y temporada, estimadas para el período t+1.

□□□□h, □□: Componente para obtener potencia.

ph: Periodos horarios (punta, valle o nocturno).

tm: Temporadas (alta o baja).

i: Índice de mes

El componente para obtener potencia, se obtiene multiplicando el factor de carga por la cantidad de horas en un mes según sea el periodo horario o la temporada, de la siguiente manera:

$$COP_{ph,tm} = FC_{ph,tm} * 30 * H_{ph,tm}$$

Donde:

$COP_{ph,tm}$, h , tm : Componente para obtener potencia, para el periodo horario ph y temporada tm .

$FC_{ph,tm}$, h , tm : Factor de carga, por periodo horario o temporada.

h , tm : Horas, por periodo horario o temporada.

ph: Periodo horario (punta, valle o nocturno).

tm: Temporada (alta o baja).

30: Número de días al mes.

Para distribuir la potencia entre los periodos horarios se requiere tanto la energía real vendida en cada periodo horario como de la demanda máxima en cada periodo. Con la información anterior se obtiene un factor de carga, que es el resultado de dividir la energía vendida, según el periodo, por la demanda máxima, por periodo, multiplicado por la cantidad de horas al año correspondientes según el periodo horario y temporada.

$$FC_{ph,tm} = \frac{VRE_{ph,tm}}{DM_{ph,tm} * 365 * H_{ph,tm}}$$

Donde:

$FC_{ph,tm}$, h , tm : Factor de carga, por periodo horario o temporada.

$VRE_{ph,tm}$, h , tm : Ventas de energía reales. Son las ventas de energía reales obtenidas del operador por período horario y temporada.

$DM_{ph,tm}$, h , tm : Demanda máxima anual, por período horario y temporada.

H: Horas.

ph: Periodos horarios (punta, valle o nocturno).

tm: Temporadas (alta o baja).

365: Número de días del año.

Finalmente, las compras de energía y potencia pueden provenir de:

Compras de energía al ICE (CEICE). Se determinan de la siguiente manera:

$$CE_{ICE,t+1,i} = \left(\frac{\sum_{s=1}^m ET_{kWh,t+1,s,i}}{1 - \%Per} - GenP_i - CEOG_i \right)$$

Donde:

t+1: Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.

$\square\square\square\square$, $\square+1$, \square : Compras al ICE totales estimadas en el mes i del periodo t+1 (KWh).

$\square\square\square\square h$ $\square+1$, \square , \square : Energía total vendida estimada. Se refiere al total estimado de ventas de energía en kWh, de la tarifa s, para el mes i del periodo t +1.

%Per: Porcentaje de pérdidas, se toma el valor promedio de la industria.

GenPi: Generación propia, en el mes i, se calcula como se indica más abajo.

CEOGi: Compras de energía a otros generadores en el mes i, se calcula como se indica más abajo.

i: Índice de mes.

s: Índice de tarifa

m: Cantidad de tarifas existentes en el pliego tarifario.

%Pérdidas (%Per): Se refiere a las pérdidas de distribución. Se utiliza como máximo el promedio del porcentaje de pérdidas de la industria para los últimos 2 años. El porcentaje de pérdida para cada año se calcula como el cociente entre la disponibilidad de energía (es la energía total requerida por el sistema de distribución más las pérdidas del sistema de distribución y es igual a la generación propia más las compras de energía) de las 8 empresas distribuidoras menos el total de energía vendida de las 8 empresas distribuidoras entre la disponibilidad de energía de las 8 empresas distribuidoras. De la siguiente manera:

$$\%Per = \frac{\textit{Disponibilidad} - \textit{Venta totales Reales}}{\textit{Disponibilidad}}$$

- **Generación propia (GenPi):** Se estima utilizando la serie de tiempo (histórico) de la energía producida, por planta y mes. Esta serie histórica se proyecta mediante técnicas estadísticas o econométricas (se selecciona la que brinde mejor bondad de ajuste). Se utiliza la serie desde enero del año 2000, siempre y cuando no presenten un cambio estructural evidente o la serie histórica para la que se encuentran datos disponibles. Para las plantas nuevas o con menos de 12 meses de entrada en operación se establece la proyección considerando las estimaciones presentadas por la empresa y justificadas mediante estudio técnico, las cuales serán valoradas por la Aresep. Estas estimaciones pueden ser ajustadas por factores técnicos debidamente justificados.

- **Compras de energía a otros generadores (CEOGi):** Se estima utilizando la serie de tiempo (histórico) de la generación producida, por planta y mes. Esta serie histórica se proyecta mediante técnicas estadísticas o econométricas (se selecciona la que brinde mejor bondad de ajuste). Se utiliza la serie desde enero del año 2000, siempre y cuando no presenten un cambio estructural evidente o la serie histórica para la que se encuentran datos disponibles. Para las plantas nuevas o con menos de 12 meses de entrada en operación se establece la proyección considerando las estimaciones presentadas por la empresa y justificadas mediante estudio técnico, las cuales serán valoradas por la Aresep. En el caso de las cooperativas, se encuentra establecido el porcentaje correspondiente a cada una de ellas de la producción de Coneléctricas, como proporción al capital accionario de cada una, así como PH Cubujuquí.
- **Peaje:** Se estima como las unidades físicas transportadas por las líneas de transmisión del ICE multiplicadas por la tarifa vigente aprobado para este sistema.
- **OyM, Administrativos y Comercialización:** Para la proyección se utiliza el índice de precios que mejor se adapte al gasto o costo específico que se esté estimando. Todos los costos y gastos deben ser justificados, independientemente de su comportamiento. Para los costos o gastos que sean no recurrentes, se verifica que en realidad lo sean y que estén justificados, si la justificación aportada por la empresa no demuestra su relación con el servicio, se excluyen. Las partidas no recurrentes deben ser claramente identificadas en la propuesta tarifaria.
 - a. **Gastos por salarios:** Incluye los montos por remuneraciones salariales y las cargas sociales asociadas. Se calcula según el decreto de salarios mínimos o la política salarial que disponga la empresa. Esta última debe ser aportada por la empresa y justificarse técnica, legal y financieramente. Las empresas reguladas deben presentar el rubro de salarios (salarios base y sus componentes), y las cargas sociales separados en el estado de resultados tarifario. Además, deberán de presentar la conciliación de salarios con los reportados a la CCSS. Si estos registros afectan a otros sectores, debe aportarse información para estos.
 - b. **Nuevas contrataciones:** El tope máximo del crecimiento de la planilla estará definido por el porcentaje de crecimiento de las ventas en unidades físicas del servicio regulado, su área de cobertura y número de usuarios. El incremento a reconocer como plazas nuevas se obtiene del producto de la cantidad de empleados existente multiplicada por el porcentaje de crecimiento del servicio regulado. Para calcular el salario que se aplicará a esas plazas nuevas, se tomara la media aritmética simple del salario correspondiente a los nuevos puestos solicitados en el estudio tarifario. En el caso de que exista un decrecimiento en las ventas en unidades físicas del servicio regulado, se podrán incluir plazas nuevas en el cálculo tarifario sujeto a la presentación de la respectiva justificación técnica, la cual será analizada por la Aresep.

- c. **Contratos a terceros:** Se incorpora una vez que se justifique y demuestre la razonabilidad del monto indicado en el contrato, y se valoran los pagos establecidos con base en criterios técnicos y las fórmulas de ajuste. En estos casos, se revisa el contrato aportado, su vigencia, la forma de las actualizaciones y los montos. De lo contrario, se mantiene el mismo valor del año base utilizado en la estimación tarifaria.
- d. **Gastos administrativos:** La empresa debe de aportar la propuesta debidamente justificada que contenga los diferentes conductores para la distribución del gasto, de lo contrario Aresep definirá la forma general de distribuir los costos para el análisis tarifario respectivo. La empresa establecerá previamente una metodología justificada de distribución del gasto, en la cual utilizará distintos conductores según la naturaleza de la partida, entre ellos:
1. Ingresos
 2. Cantidad de funcionarios
 3. Metros de área utilizados
 4. Salario de la mano de obra
 5. Demanda de servicios
 6. Nivel económico de adquisición de bienes y servicios
 7. Otros

· **Gasto por seguros (SG):** Las empresas deben adjuntar el detalle de activos asegurados, con las características de las pólizas. Las primas que se pagan por los seguros se proyectan según el promedio histórico de los 2 años calendario anterior a la presentación del estudio. Cualquier ajuste debe ser justificado técnicamente; y las obras que se pretenden asegurar deben estar contempladas en el Plan de Inversiones respectivo. En caso de existir obras nuevas, y reconociendo que el valor de las primas depende de las tarifas del ente asegurador, se proyecta mediante la razón entre el promedio de la prima obtenida de los últimos 2 años y el promedio del valor asegurado para el periodo de tiempo de referencia, tomando en cuenta las nuevas obras que técnicamente se justifiquen.

· **Gastos por incobrables (INC).** En el caso de aquella (s) empresa (s) en las que se haya reconocido con anterioridad, este rubro debe ir disminuyendo un 25% por año consecutivo hasta eliminarlo, caso contrario no se reconocen gastos por incobrables.

· **Gasto por depreciación (D):** Se debe utilizar el método de depreciación lineal, ya que éste supone que el activo sufre un desgaste constante con el paso del tiempo, para lo cual, se considera el valor del activo y su valor residual; la base depreciable del activo se distribuye a lo largo de su vida útil, dicha proporción corresponde al gasto de depreciación en un periodo dado. La Aresep utiliza tablas de depreciación previamente aprobadas, las cuales deberán estar disponibles para los entes regulados. Para los activos que no se encuentran en las tablas de Aresep se utilizan las tablas del Ministerio de Hacienda disponibles en el "Reglamento a la Ley de Impuesto sobre la Renta" (Decreto N° 18455-H) y, en última instancia, se utilizan las indicaciones del fabricante. De la información aportada, debe ser posible identificar la depreciación por tipo de activo.

- **Gastos por partidas amortizables (Pa):** la empresa deberá de aportar la vida útil, el monto indicado y la fecha de adquisición del activo, así como, la justificación técnica de su comportamiento y su relación con el servicio que se está regulando. En el caso que no se adjunte dicha información, se utilizará una vida útil de 3 años, siempre y cuando sea un tiempo razonable para el activo que se analiza.
- **Gastos por pérdidas de retiros de activos (GPer).** Este gasto se obtiene de la base tarifaria y corresponde a: los retiros al costo más los retiros revaluados, deduciendo la depreciación de los retiros al costo y la depreciación de los retiros revaluados.
- **Arrendamientos (□□).** Se establecen según los contratos vigentes y que entrarán en funcionamiento durante el periodo de análisis. El monto se obtiene de la siguiente manera:

$$AR = \sum_{pl,i=1}^{g,n} CU_{pl,i} + \sum_{pl,i=1}^{g,n} CU_{\$,pl,i} * Tcve_{t+1}$$

Donde:

t+1: Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.

AR: Monto por concepto de arrendamientos.

CU,i : Cuota. Se refiere a la cuota de arrendamiento mensual por planta.

\$: Expresa cifras indicadas en dólares.

Tcve_{t+1}: Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) estimado. Estimaciones de la IE correspondientes al periodo t+1.

pl: Planta.

i: Índice de mes.

n: Cantidad de meses.

g: Cantidad de plantas arrendadas

BASE TARIFARIA

La base tarifaria se calcula como sigue:

$$BT = AFNORP + CT$$

Donde:

BT: Base tarifaria.

AFNORP: Activo fijo neto en operación revaluado promedio.

CT: Capital de trabajo.

Activo fijo neto en operación revaluado promedio

El activo fijo neto en operación revaluado promedio, se obtiene como una media aritmética simple del a-) activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del periodo t y; b-) el activo fijo neto en operación revaluado estimado al mes de diciembre del periodo t+1.

$$AFNORP = \frac{AFNOR_t + AFNOR_{t+1}}{2}$$

Donde:

t: Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.

t+1: Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.

AFNOR_t: Activo fijo neto en operación revaluado del periodo t.

AFNOR_{t+1}: Activo fijo neto en operación revaluado estimado del periodo t+1.

La empresa tiene la obligación de valorar sus activos tal como lo establece la normativa vigente, considerando el valor razonable de estos. Se debe de revelar adecuadamente en los estados financieros e informar a la Intendencia de Energía, así como, proceder a realizar el ajuste en libros que corresponda para corregir las desviaciones que surjan entre el valor revaluado y el valor razonable.

Esta fórmula se utiliza para determinar la base tarifaria en las solicitudes de ajuste tarifario que se presentan a la Intendencia de Energía, las formas de cálculo de sus variables podrían modificarse cuando entre en vigencia la contabilidad regulatoria.

Activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del periodo t+1 (□□□□□+1).

Para el cálculo del activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del periodo t+1, se procede de la siguiente manera:

$$AFNOR_{t+1} = (AFC_{t+1} + AFR_{t+1}) - (DC_{t+1} + DR_{t+1})$$

Donde:

t+1: Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.

AFNOR_{t+1}: Activo fijo neto en operación revaluado del periodo t+1.

AFCT_{t+1}: Total de activos fijos al costo del servicio de distribución eléctrica, para el periodo t+1.

AFR_{t+1}: Total de activos fijos revaluados, para el periodo t+1.

DC_{t+1}: Depreciación acumulada del activo al costo, para el periodo t+1.

DR_{t+1}: Depreciación acumulada de los activos revaluados, para el periodo t+1.

El activo fijo al costo se calcula de la siguiente manera:

$$AFC_{t+1} = AFC_t + AD - RA_{cto} \pm TA_{cto}$$

Donde:

t: Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.

t+1: Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.

AFCT_{t+1}: Activo fijo al costo del periodo t+1.

AFCT: Activo fijo al costo del periodo t.

AD: Adiciones de activos, son incorporadas según el nivel de ejecución histórico del plan de inversiones respectivo.

RA_{cto}: Retiro de activos al costo.

TA_{cto}: Traslado de activos al costo.

cto: Al costo

El activo fijo revaluado se calcula de la siguiente manera:

$$AFR_{t+1} = AFR_t - RA_r \pm TA_r + Rev$$

Donde:

t: Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.

t+1: Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.

AFR_{t+1}: Activo fijo revaluado del periodo t+1.

AFR_t: Activo fijo revaluado del periodo t.

RA_r: Retiros de activos revaluado.

Rev: Revaluación de activos del periodo t+1.

TA_r: Traslado de activos revaluados.

r: Revaluado

Revaluación de activos:

El procedimiento seguido para la revaluación de activos es el siguiente:

$$Rev = IR * [(AFC_t + AFR_t - RA_{cto} - RA_r) \pm (TA_{cto} + TA_r)]$$

Donde:

t: Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.

IR: Índice de revaluación. Se refiere al índice de revaluación de activos local, externo o compuesto según corresponda.

AFCT: Activo fijo al costo, periodo t.

AFR_t: Activo fijo revaluado, periodo t.

RA_{cto}: Retiro de activos al costo.

RA_r: Retiros de activos revaluado.

TA_{cto}: Traslado de activos al costo.

TA_r: Traslado de activos revaluados.

cto: Al costo.

r: Revaluado.

La revaluación de activos se calcula aplicando el índice de revaluación a los activos fijos según su origen nacional, extranjero o compuesto. Para cada caso se calcula un índice específico, cuyas fórmulas son las siguientes:

Índice de revaluación componente local:

$$IR_L = \left(\frac{IPCR_{t+1}}{IPCR_t} - 1 \right) * (\% C_L)$$

Donde:

t: Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.

t+1: Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.

IRL: Índice de revaluación de activos local.

IPCRt: Índice de precios de Costa Rica representativo del activo al mes de diciembre del periodo t.

IPCRt+1: Índice de precios de Costa Rica representativo del activo al mes de diciembre del t+1.

L: Local.

% □□: Porcentaje de componente del gasto local.

En los casos en los cuales se utiliza el Índice de Precios al Consumidor se considerará la expectativa de inflación publicada por el Banco Central de Costa Rica en su Programa Macroeconómico. Mientras que la información real del índice se obtiene del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC). Para la proyección se utiliza la variación interanual del índice al último mes disponible de información.

Índice de revaluación para activos de origen externo

$$IR_E = \left(\frac{IPUSA_{t+1} * Tcve_{t+1}}{IPUSA_T * Tcv_t} - 1 \right) * (\% C_e)$$

Donde:

t: Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.

t+1: Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.

IRE: Índice de revaluación de activos externo.

IPUSAt: Índice de precios de Estados Unidos representativo del activo al mes de diciembre de periodo t.

IPUSAt+1: Índice de precios de Estados Unidos representativo del activo al mes de diciembre del periodo t+1.

Tcvet+1: Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) estimado. Estimaciones de la IE correspondiente a diciembre del periodo t+1.

Tcvt: Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) establecido por el Banco Central de Costa Rica (BCCR). Calculado como la media aritmética diaria de diciembre del periodo t.

% □□: Porcentaje de componente del gasto externo.

E: Externo.

En los casos en los cuales se utiliza el Índice de Precios al Consumidor de Estados Unidos o el Índice de Precios al Productor de Estados Unidos, se utilizará como fuente para la información real el Bureau of Labor Statistics de USA. Para la proyección se utilizará la variación interanual del índice al último mes disponible de información o las estimaciones de la IE si se tienen.

Índice compuesto de revaluación para activos:

$$IR_{com} = IR_L + IR_E$$

Donde:

IRcom: Índice de revaluación compuesto.

IRL: Índice de revaluación de activos local.

IRE: Índice de revaluación de activos externo.

L: Local.

E: Externo.

Com: Compuesto.

Depreciación al costo ($DC_{t+1} + RD_{cto}$):

$$DC_{t+1} = DC_t - RD_{cto} + Dep \pm TD_{cto}$$

Donde:

t: Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.

t+1: Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.

DCt+1: Depreciación al costo, periodo t+1.

DCt: Depreciación al costo, periodo t.

RDcto: Retiro de activos depreciados al costo.

Dep: Depreciación.

TDcto: Traslados depreciados al costo.

cto: Al costo

$$Dep = TDA * [AFC_t + (0,5 * AD) - (0,5 * RA_{cto}) \pm TA_{cto}]$$

Donde:

t: Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.

Dep: Depreciación.

TDA: Tasa de depreciación del activo.

AFCT: Activo fijo al costo del periodo t.

AD: Adiciones de activos, son incorporadas según el nivel de ejecución Histórico.

RActo: Retiro de activos al costo.

TActo: Traslado de activos al costo.

cto: Al costo

Tanto las adiciones de activos como los retiros se ponderan por 0,5 dado que se desconoce en qué momento del año se realizarán.

La tasa de depreciación de cada activo se calcula de la siguiente forma:

$$TDA = \frac{100 - VAR}{VU}$$

Donde:

TDA: Tasa de depreciación del activo

VAR: Valor de rescate

VU: Vida útil

Cálculo de la revaluación de la depreciación revaluada:

$$Rev_{dr} = IR * [DC_t + DR_t - (RD_{cto} + RA_{dr}) \pm (TD_{cto} + TA_{dr})]$$

Donde:

t: Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.

□□□□□: Revaluación de la depreciación revaluada.

IR: Índice de revaluación de activos local, externo o compuesto según corresponda.

DCt: Depreciación al costo del periodo t.

DRt: Depreciación revaluada del periodo t.

RDcto: Retiro de activos depreciados al costo.

RAdr: Retiro de activos depreciados revaluados.

TDcto: Traslados depreciados al costo.

TAdr: Traslado de activos depreciados revaluados.

cto: Al costo

Para todos los cálculos que se realizan para obtener el activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del periodo en el que estará vigente el ajuste tarifario ($\square\square\square\square\square+1$). Se analiza y considera:

- El Plan de Inversiones vigente.
- La capacidad de ejecución del Plan de Inversiones histórica de la Institución.
- El financiamiento aprobado para las inversiones y adiciones programadas en el Plan de Inversión, así como, los requisitos legales, refrendos, permisos municipales, uso de tierra, etcétera.
- Los activos deben responder a dos criterios: útiles para la prestación del servicio y que efectivamente se utilicen en la misma (utilizable).

Capital de trabajo

El capital de trabajo se estima como el período medio de cobro multiplicado por el efectivo requerido de operación por día (gastos de operación, mantenimiento y administración menos las depreciaciones, las partidas amortizables, los gastos por pérdidas de retiros de activos, las compras de energía y los gastos por peaje, todo eso dividido entre 360), de la siguiente manera:

$$T = \left[\left(\frac{CxC}{Iv} \right) * 360 \right] * \frac{(COMA - D - Pa - GPer - CEP - Peaje)}{360}$$

Donde:

CT: Capital de trabajo.

CxC: Promedio de las cuentas por cobrar de los últimos 3 periodos anuales auditados de los estados financieros.

IV: Ingreso por ventas de energía y potencia a usuarios.

COMA: Costos de operación, mantenimiento y administración.

D: Gasto por depreciación de activos.

Pa: Gastos por partidas amortizables.

GPer: Gastos por pérdidas de retiros de activos.

CEP: Gastos por compra de energía y potencia.

Peaje: Gastos por peaje.

Metodología Tarifaria Ordinaria Para El Servicio De Transmisión

El modelo general para determinar las tarifas de transmisión es idéntico al usado anteriormente para la metodología de las tarifas de distribución, los componentes de dicha metodología son:

- A) Ingresos Totales en el Sistema de Transmisión
- B) Costos Totales
- C) Rédito de Desarrollo
- D) Periodo de Aplicación de las Tarifas
- E) Monto y Ajustes Tarifarios

Todos estos componentes se aplican con las mismas fórmulas definidas anteriormente en la metodología de pliego de distribución con la diferencia que los factores e ingresos deben ser redefinidos para los parámetros de la red de transmisión de Costa Rica. El pliego de transmisión va enfocado a su totalidad al cobro de peaje por transporte de energía (kWh), a cierto nivel de tensión eléctrica. Los valores de potencia medidos para este cobro serán enfocados para determinar un cobro de energía transmitida.

Los costos totales son enfocados en el mantenimiento, expansión y mejoramiento de la red de transmisión, a su vez también el costo que conlleva transmitir toda la energía a los diferentes nodos y puertos de interconexión con la red de distribución o clientes conectados directamente a la red de transmisión, todos los componentes restantes se determinan exactamente de la misma forma como en la metodología de distribución.

5.1.3. Cálculo de las Tarifas Eléctricas Honduras

Para el cálculo de las tarifas, la ENEE partirá de las demandas de los usuarios, los que serán agrupados en cinco conjuntos o "categorías":[\[12\]](#).

- A. Residencial;
- B. Servicio General en Baja Tensión (comercios, oficinas, talleres, conectados en baja tensión);
- C. Alumbrado Público;
- D. Servicio en Media Tensión; y,
- E. Servicio en Alta Tensión.

Una vez determinadas anteriormente las cinco componentes de precio para cada categoría de usuarios, la ENEE calculará, para el caso de los pequeños consumos servidos en baja tensión, particularmente los pequeños consumos residenciales, unas tarifas más simples. Para esos pequeños consumos, las tarifas consistirán en el cargo fijo y un solo precio de energía. Este último será calculado como un precio monómico que comprende el precio de la potencia y los tres precios de la energía por bloque horario, usando la expresión siguiente:

$$pe_c = \frac{p_2}{730 * FCP_c} + \sum_{b=3}^5 p_{bc} * r_{bc}$$

Donde

pec: Es el precio único que se aplicará a la energía consumida por usuarios de la categoría c.

p2: es el precio de la potencia.

730: es el número de horas promedio en un mes.

FCPc: Es el factor de carga promedio del usuario individual de la categoría c.

pbc: con b igual a 3, 4, y 5, es el precio de la energía en el bloque horario b para los usuarios de la categoría c.

rbc: Es la proporción en que los usuarios de la categoría c consumen energía en el bloque horario b, con

$$\sum_{b=3}^5 r_{bc} = 1$$

La ENEE determinará tarifas simples también para las categorías de servicio en media tensión y servicio en alta tensión, combinando los precios de energía por bloque horario en un único precio de energía. Esas tarifas comprenderán un cargo fijo, un precio de la potencia y un solo precio de energía.

La ENEE representará la demanda agregada de cada categoría de usuarios bajo la forma de 24 potencias horarias para los tres días tipo del año: día laborable, sábado, y domingo o día feriado. Las demandas se expresarán en “por unidad”, p. u., de la respectiva demanda máxima. La suma a lo largo del año, en un punto de la red, de las potencias horarias Ph expresadas en MW es igual a la energía anual correspondiente, W, expresada en MWh. Cuando las potencias horarias se expresan en p. u. de la demanda máxima respectiva, se tiene:

$$\sum_{h=1}^{8760} \frac{P_h}{D_{Max}} = FC * 8760 = HU$$

ph: Es la potencia horaria expresada en p. u. de la demanda máxima.

FC: Es el factor de carga anual.

HU: Son las “horas de utilización” anuales de la demanda máxima.

Con esta representación, el producto de las horas de utilización por la demanda máxima en MW es igual a la energía anual en MWh. Las horas de utilización divididas entre las 8760 horas del año dan el factor de carga. La relación entre horas de utilización, energía y demanda máxima es también válida para los bloques horarios.

Representación De La Generación

El Operador del Sistema (ODS) calculará y propondrá a la CREE a finales del mes de noviembre de cada año el Costo Base de Generación de la ENEE previsto para los doce meses del año siguiente. El ODS calculará el Costo Base de Generación (expresado en dólares de los Estados Unidos de América) previsto para los doce meses del año t con base en los resultados de la Planificación Operativa de Largo Plazo disponible a fines de noviembre del año t-1 y de la información de los contratos suscritos, vigentes y en ejecución por la ENEE, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$CBG_{t,m} = \sum_{v=mt}^{v=230} \sum_{h=1}^{h=3} CBE_{t,m,v,h} + CBP_{t,m}$$

Donde:

CBG_{t,m} : Es el costo base de generación para el año t en el mes m.

CBE_{t,m,v,h} : Es el costo base de energía previsto para el año t en el mes t para el nivel de tensión v y el bloque horario h.

CBP_{t,m} : Es el costo base de potencia para el año t y el mes m.

h: Es cada uno de los bloques horarios.

v: Nivel de tensión

mt: Media Tensión

El Costo Base de Energía se compone del costo total de las compras previstas de energía en contratos y de las compras previstas de energía en el mercado de oportunidad. El costo previsto de energía en los contratos transferibles a tarifas en cada nivel de tensión v, por bloque horario h se compone del costo de Contratos Tipo A (CTA) y del costo de Contratos Tipo B (CTB).

Los Contratos Tipo A son aquellos contratos existentes previo a la entrada en vigor de la LGIE y los contratos licitados en las condiciones establecidas por la misma. Para los Contratos Tipo A, el costo de compra de la energía prevista se valora al precio establecido en dichos contratos. Los Contratos Tipo B son aquellos contratos que suscriban la o las Empresas Distribución que resulten de la escisión de la ENEE (ENEE-Distribución) con la o las Empresas de Generación resultantes del mismo proceso (ENEE-Generación). Para los

Contratos Tipo B se tomará en cuenta el costo estándar determinado por la CREE para cada una de las tecnologías y en función de la antigüedad de las centrales. Por otro lado, el costo de energía previsto en el mercado de oportunidad se compone de la energía que surge de la diferencia entre la demanda total prevista para los usuarios de la ENEE y la energía total prevista en los contratos de la misma y del costo marginal horario

$$CBE_{t,m,v,h} = \sum_{j=1}^n (EPCTA_{j,t,m,v,h} * PECTA_{j,t,m,v,h}) + \sum_{j=1}^k (EPCTB_{j,t,m,v,h} * CET_t) + EPO_{t,m,v,h} * CM_{t,m,v,h}$$

CBE_{t,m,v,h}: Costo Base de Energía previsto para el año *t* en el mes *m* en el nivel de tensión *v* y bloque horario *h*.

EPCTA_{j,t,m,v,h} : Cantidad de energía prevista para la CTA_j para el año *t* en el mes *m* en el nivel de tensión *v* y bloque horario *h*.

PECTA_{j,t,m,v,h}: Precio de la energía prevista en el CTA_j para el año *t* en el mes *m* en el nivel de tensión *v* y bloque horario *h*.

EPCTB_{j,t,m,v,h}: Energía prevista en el CTB_j para el año *t* en el mes *m* en el nivel de tensión *v* y bloque horario *h*.

CET_t: Costo Estándar por Tecnología determinada por la CREE para el año *t*.

EPO_{t,m,v,h} : Compra prevista de energía en el mercado de oportunidad para el año *t* en el mes *m* en el nivel de tensión *v* y bloque horario *h*.

CM_{t,m,v,h}: Costo Marginal (Costo en el nodo de conexión previsto en la planificación del ODS) para el año *t* en el mes *m* en el nivel de tensión *v* y bloque horario *h*.

n: Numero de Contrato Tipo A.

k: Numero de Contrato Tipo B.

El Costo Base de Potencia (CBP) se calculará para su traslado a tarifas. Este se compone del costo de las compras previstas de potencia firme en contratos y del costo estimado de los desvíos de potencia firme. El costo previsto de compra de potencia firme en contratos se compone del costo de compra de potencia firme por medio de Contratos Tipo A y Contratos Tipo B. En lo que respecta a los desvíos de potencia firme, el ODS calculará a fines de cada mes e informará a la CREE el costo de los desvíos de potencia firme, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista.

$$CBP_{t,m} = \sum_{j=1}^n (QPCT_{j,t,m} * PPCTA_{j,t,m}) + \sum_{j=1}^k (QPCTB_{j,t,m} * PRP_t) + CDP_{t,m}$$

Donde

CBP_{t,m}: Costo Base de Potencia previsto durante el mes *m* del año *t*.

QPCTA_{j,t,m}: Cantidad prevista de compra de potencia firme para el CTA_j durante el mes *m* del año *t*.

PPCTA_{j,t,m}: Precio Previsto de la potencia firme para el CTA_j durante el mes *m* del año *t*.

QPCTB_{j,t,m}: Cantidad prevista de compra de potencia firme en el CTB_j durante el mes *m* del año *t*.

PRP_t: Precio de Referencia de la Potencia establecida por la CREE para el año *t*.

CDP_{t,m}: Costo del desvío de potencia firme durante el mes *m* del año *t*.

n: Numero de Contrato Tipo A.

k: Numero de Contrato Tipo B.

Para cada período de ajuste, el precio de la energía será calculado como la suma de los CBE mensuales previstos correspondientes a dicho período dividido por la energía prevista para ese periodo y el precio de la potencia será calculado como la suma de los CBP mensuales previstos correspondientes a dicho período dividido por la potencia prevista para ese periodo.

Determinación De La Potencia Y Energía A La Entrada Y Salida De Los Módulos De Red

La ENEE sumará las demandas servidas en baja tensión: demanda residencial; demanda comercial, de oficinas y talleres; y alumbrado público, para obtener las potencias horarias de salida del módulo de redes de baja tensión. Luego, determinará las potencias horarias a la entrada del módulo sumando a las potencias horarias de salida las potencias horarias de las pérdidas que se producen en el módulo. La ENEE continuará ese proceso hacia niveles superiores de tensión. Al subir por la red de esta manera, la ENEE calculará las potencias horarias a la salida de un módulo como las potencias horarias a la entrada del módulo siguiente, alimentado por el módulo en cuestión, menos las potencias horarias de la generación inyectada en ese módulo siguiente, más las potencias horarias de cualquier demanda servida por el módulo en cuestión.

$$pS(N)_h = [pE(N + 1)_h - pG(N + 1)_h] + pD(N)_h$$

Donde

pS(N)_h: Potencia de salida del módulo N en la hora *h*.

$pE(N+1) h$: Potencia de entrada al módulo N+1, que es alimentado por el módulo N, en la hora h.

$pG(N+1) h$: Potencia del conjunto de centrales que inyectan su generación al módulo N+1, en la hora h.

$pD(N)h$: Potencia de la demanda D, servida desde el módulo N, en la hora h.

Para los propósitos del cálculo de las tarifas provisionales, la CREE reconocerá el costo de pérdidas totales del 15 por ciento de la energía que entra a la red eléctrica, desglosadas en un 12 por ciento de pérdidas técnicas y un 3 por ciento de pérdidas comerciales.

En el caso general, que corresponde a los módulos compuestos por transformadores, ENEE considerará dos componentes de las pérdidas horarias, las pérdidas “de hierro” y las pérdidas “de cobre”. La primera componente se tomará como constante en el tiempo. La segunda componente se tomará como proporcional a la potencia horaria de salida del módulo, elevada al cuadrado.

$$PL_h = PL_{fe} + k_{cu}PS_h^2$$

Donde:

PL_h : Potencia de pérdidas en el módulo en la hora h.

PL_{fe} : Potencia de pérdidas de hierro, que es constante en el tiempo.

k_{cu} : Constante de proporcionalidad de las pérdidas de cobre.

PS_h : Potencia de salida del módulo en la hora h.

El valor máximo de la potencia de pérdidas en el módulo es:

$$PL_{max} = PL_{fe} + k_{cu} * D_{max}^2$$

Luego, la potencia horaria de pérdidas, expresada en p. u. de su propio máximo es:

$$pl_h = \frac{k_{fe} + k_{cu} * D_{max} * PS_h^2}{k_{fe} + k_{cu} * D_{max}}$$

ENEE calculará la potencia horaria de entrada al módulo de transformadores como la suma de la potencia horaria de salida más la potencia horaria de pérdidas en el módulo.

$$PE_h = PS_h + PL_{fe} + k_{cu}PS_h^2$$

La tasa local de pérdidas de energía, tM , del módulo M está dada por la expresión siguiente:

$$t_M = \frac{\sum pl_h}{\sum ps_h} = \frac{8760 * k_{fe} + k_{cu} * D_{max} * \sum ps_h^2}{\sum ps_h}$$

Conocidas las potencias horarias a la salida ps_h y fijada la tasa de pérdidas local t_M del módulo, así como la constante de pérdidas de hierro, ENEE determinará para cada módulo este factor que figura en las expresiones de la potencia horaria de pérdidas y de la potencia de entrada al módulo en p. u. de sus respectivos máximos.

Costos De Inversión Y Costos De Operación Y Mantenimiento De Las Redes De Transmisión Y De Distribución

La ENEE incorporará los costos de inversión de sus redes en el cálculo de las tarifas en forma de anualidades calculadas para cada activo con base en: la vida útil del activo, que se tomará igual a treinta años tanto para la transmisión como para la distribución; la tasa de actualización real fijada por la CREE; el valor nuevo de reemplazo del activo de que se trate. La ENEE calculará la anualidad usando la expresión:

$$A = FRC * I$$

Donde,

FRC: Factor de Recuperación del Capital.

I: Monto de la inversión en el activo, estimada como valor nuevo de reemplazo.

La ENEE calculará el factor de recuperación del capital usando la expresión siguiente:

$$FRC = t + \frac{t}{(1+t)^n - 1}$$

Donde t es la tasa de actualización y n es la vida útil del activo en años. Para la parte de las inversiones que corresponde a terrenos y a servidumbres, la anualidad será únicamente el producto de t por la inversión correspondiente.

Imputación De Los Costos De Generación Y De Redes

El Factor de Contribución de la rama i es igual a la demanda de esa rama en la hora de la demanda máxima del módulo dividida por la demanda máxima de la rama. Se cumple que:

$$D_{max} = \sum_{i=1}^n f_{c_i} * D_i$$

Donde D_{max} es la demanda máxima global en MW vista por el módulo de red de que se trate, D_i es la demanda máxima en MW de la rama i , y f_{c_i} es el factor de contribución de esa rama. El suministrador debe recuperar el costo de la potencia, $cp_m * D_{max}$, donde cp_m es el costo unitario de la potencia a la salida del módulo M , lo cual, en vista de la expresión anterior, implica:

$$cp_M * D_{max} = \sum_{i=1}^n (fc_i * cp_M) * D_i$$

ENEE determinará el factor de contribución de cada rama durante el proceso de suma de demandas y pérdidas ascendiendo la red. Considerando que la hora en que ocurre la demanda máxima de un módulo puede variar de un día a otro, ENEE determinará las cuatro horas en que ocurren las más altas demandas a la salida de un módulo de red y calculará para cada una de las ramas alimentadas por el módulo el factor de contribución de la misma como:

$$fc_i = \frac{1}{4} \sum_{h=1}^4 pi_h$$

Donde

fc_i: Factor de contribución de la rama *i*.

pi_h: Potencia horaria en p.u. de la rama *i* en cada una de las cuatro horas *h** en que ocurren las demandas más altas a la salida del módulo.

Para los módulos de la red de transmisión, los costos imputables a cada producto se definen como sigue: Costos que se Imputarán a la Potencia:

- A. Costo de la potencia a la entrada del módulo;
- B. Más costo de la pérdida de potencia en el módulo, valorada al costo unitario de la potencia a la entrada del módulo.
- C. Más 60 por ciento de los costos de inversión y de administración, operación y mantenimiento del módulo.

Costos que se Imputarán a la Energía:

- A. Costo de la energía de entrada al módulo en el bloque horario de que se trate.
- B. Más el costo de la energía perdida en el módulo en ese mismo bloque horario, valorada al costo unitario de la energía a la entrada del módulo en ese bloque horario.
- C. Más 40 por ciento de los costos de inversión, y de administración, operación y mantenimiento, que se cargarán a las energías de los bloques horarios de Punta e Intermedio en proporción de la potencia promedio en cada uno.

Para los módulos de la red de distribución, los costos imputables a cada producto se definen como sigue:

Costos que se Imputarán a la Potencia

- A. Costo de la potencia a la entrada del módulo;

B. Más costo de la pérdida de potencia en el módulo, valorada al costo unitario de la potencia a la entrada del módulo.

C. Más un porcentaje de los costos de inversión y de administración, operación y mantenimiento del módulo, de la manera siguiente:

- I. Para los transformadores de alta a media tensión, el 60 por ciento.
- II. Para las líneas de media tensión, el 75 por ciento.
- III. Para los transformadores de distribución y las líneas de baja tensión, el 100 por ciento.

Costos que se Imputarán a la Energía

A. Costo de la energía de entrada al módulo en el bloque horario de que se trate.

B. Más el costo de la energía perdida en el módulo en ese mismo bloque horario, valorada al costo unitario de la energía a la entrada del módulo en ese bloque horario.

C. Más el complemento porcentual de los costos de inversión, y de administración, operación y mantenimiento, que se cargarán a la energía de los bloques horarios de punta e intermedio en proporción de la potencia promedio en cada uno.

Los costos anuales de pérdidas, y los costos anuales de inversión, administración, operación y mantenimiento de cada módulo para cada uno de los años del período de estudio se traerán a valor presente para calcular el costo unitario de cada producto a la salida del módulo. ENEE calculará el costo unitario de la potencia a la salida del módulo M como:

$$cp_M = \frac{\sum_1^T \frac{A_i}{(1+t)^i}}{\sum_1^T \frac{Dmax_i}{(1+t)^i}}$$

Donde:

cpM: Costo promedio de la potencia a la salida del módulo M para el período de estudio, en Lps/kW-año.

T: Número de años del período de estudio, tres para la transmisión y cinco para la distribución.

Ai: Costo anual imputable a la potencia correspondiente al año i para el módulo.

t: Tasa de actualización fijada por la CREE.

Dmaxi: Demanda máxima a la salida del módulo en el año i.

De manera similar, ENEE calculará el costo unitario de la energía a la salida del módulo M en el bloque horario b como:

$$cW_{Mb} = \frac{\sum_1^T \frac{A_{ib}}{(1+t)^i}}{\sum_1^T \frac{W_{ib}}{(1+t)^i}}$$

cW_{Mb}: Costo promedio de la energía en el bloque horario b a la salida del módulo M para el período de estudio, en Lps/ MWh.

A_{ib}: Costo anual imputable a la energía en el bloque horario b, correspondiente al año i, para el módulo.

t: Tasa de actualización fijada por la CREE.

W_{ib}: Energía de salida del módulo en el año i y en el bloque horario b.

Imputación De Costos De La Actividad De Comercialización

La ENEE calculará los costos de la actividad de comercialización para los consumidores residenciales y pequeños consumidores comerciales, que constituyen la gran mayoría de usuarios, con base en el usuario promedio. Los costos a considerar serán los siguientes:

- A. Anualidades correspondientes a la inversión necesaria para conectar a cada nuevo usuario: acometida y medidor.
- B. Anualidad correspondiente a otras inversiones, por ejemplo, laboratorios de prueba y calibración de medidores, equipo móvil de prueba, vehículos, etc., dividida entre el número de usuarios.
- C. Costo anual promedio de operación y mantenimiento de la acometida y el medidor.
- D. Costos recurrentes: lectura de medidores, facturación, cobro, manejo de las cuentas de los usuarios, inspecciones y combate del hurto de energía, divididos entre el número de usuarios del año.
- E. Costos ocasionales: atención a reclamos y a consultas de los usuarios, verificación y eventual recalibración de medidores, divididos entre el número de usuarios del año.
- F. Costo financiero del retardo entre la entrega de la energía y la recepción del pago por la misma.

Cálculo De La Tarifa Por Categoría De Usuarios

Una vez que la ENEE haya determinado el costo unitario comercial como se indicó anteriormente y que, por el proceso de imputación de costos, haya determinado los costos unitarios de la potencia y de las energías por bloque horario a la entrada de cada rama que alimenta a un conjunto o categoría de usuarios, procederá a determinar los correspondientes precios de la tarifa para cada categoría. ENEE calculará el precio p1 que aplicará a los usuarios de la categoría c, o sea el cargo comercial, con la expresión siguiente:

$$p_{1c} = \left(1 + \frac{2 * i}{3}\right) * c_{1c}$$

p_{1c}: Cargo fijo en la tarifa para los usuarios de la categoría c.

i: Interés aplicado al monto facturado por un plazo de 45 días que los usuarios de la categoría c tardan en promedio en pagar ese monto. El plazo se mide desde el punto medio del período de suministro. Para el cargo fijo, se supone que la facturación coincide con el final del período de suministro, y que el retardo promedio entre la recepción de la factura y el pago es de 30 días.

c_{1c}: Costo unitario comercial de la categoría c, calculado como se indica en el artículo 47 anterior.

ENEE calculará el precio de la potencia para los usuarios de la categoría de que se trate a partir del costo unitario de la potencia de la rama que alimenta a esa categoría, usando la expresión siguiente:

$$p_{2c} = (1 + i) * \frac{c_{2c} * f_{c_c}}{(1 - p_{c_c})}$$

ENEE calculará los precios de la energía por bloque horario aplicando la expresión siguiente:

$$p_{bc} = (1 + i) * \frac{c_{bc}}{(1 - p_{c_c})}$$

Donde

p_{bc}: Precio de la energía consumida en el bloque horario b en la tarifa para la categoría de usuarios c.

i: Interés aplicado al monto facturado por el plazo típico de 45 días que los usuarios de la categoría c tardan en pagar ese monto. El plazo se mide desde el punto medio del período de suministro.

c_{bc}: Costo unitario de la energía del bloque horario b en la rama que alimenta a la categoría c.

p_{cc}: Porcentaje del consumo total de la categoría c que corresponde a pérdidas comerciales.

Como se indicó ya, para los pequeños consumos de usuarios servidos en baja tensión, la ENEE determinará tarifas simples consistentes en el cargo fijo y en un solo precio de energía que incorpora el efecto del precio de la potencia y los precios de energía por bloque horario aplicados al consumo de los usuarios de la categoría de que se trate con base en su curva de carga típica.

5.1.4. Cálculo de las Tarifas de Eléctricas Nicaragua

Componentes tarifarios. La determinación de los componentes de las tarifas que integran los Pliegos Tarifarios considerará los siguientes principios:

- A. Reflejar los costos de adquisición de energía y potencia y de servicios en el Mercado Mayorista, tal como se indican en la Normativa de Operación y la presente Normativa, y los costos del Servicio Público de Distribución para el Período Tarifario, determinados bajo pautas de prudencia y eficiencia en la gestión de las empresas.
- B. Los costos de adquisición al Mercado Mayorista, incluyendo el servicio de transmisión de electricidad, serán valores máximos reconocidos, procurando obtener un costo razonable para los usuarios y compatible con la calidad de servicio requerida.
- C. El costo de distribución reconocido deberá proveer al prestador del servicio que opere en forma prudente y eficiente los recursos necesarios para cubrir los gastos de explotación de redes y de comercialización, constituir un fondo de amortización razonable de los equipos e instalaciones destinados al servicio, tributar impuestos, obtener una tasa de rentabilidad razonable comparable nacional e internacionalmente con la de actividades de riesgo similar, y solventar el costo de un nivel razonable de pérdidas eléctricas.

Costos De Distribución.

El valor del costo de distribución reconocido (CD) deberá ser razonable, entendiéndose como tal el correspondiente a una operación prudente y económica realizada en base a criterios de eficacia y eficiencia operativa.

Costo reconocido de distribución El costo de distribución reconocido (CD) deberá tener en cuenta los índices de calidad de servicio requeridos. La calidad de servicio se determinará en base a la energía probable de no ser suministrada y su valoración en cada mercado consumidor; el nivel de tensión suministrado y la calidad de la atención comercial. Se establecerá para la Empresa de Distribución en cada Período Tarifario, un costo reconocido de distribución de la red de baja tensión (CDBT) y un costo reconocido de distribución de la red de media tensión (CDMT), que se actualizará de acuerdo al procedimiento indicado en la presente Normativa.

Costos de Redes. Para la determinación de los costos de redes se calculará el costo medio de inversión, utilizando el Valor Nuevo de Reposición (VNR) de la red de mínimo costo adaptada a la demanda existente, en cada etapa de la red de distribución (red MT, SET MT/BT y red BT). Dicho costo se relaciona a la demanda operada en cada una de esas etapas de la red de distribución para obtener el costo medio de inversión de una red eficiente. Se establecerá para cada Empresa de Distribución en cada Período Tarifario un costo de distribución reconocido de la red de baja tensión (CDBT) y un costo de distribución reconocido de la red de media tensión (CDMT), que se actualizará de acuerdo al procedimiento indicado en la presente Normativa.

Costo Inicial de Redes. Para el Pliego Tarifario Inicial de las redes de distribución ya existentes a la fecha de puesta en vigencia de la presente Normativa, se utilizará como red eficiente la red existente.

Costo de Reposición. A partir del costo medio de inversión se determinará el costo de capital, considerando la vida útil de las instalaciones y la tasa de descuento reconocida.

Costos de operación y mantenimiento. Los costos anuales de operación y mantenimiento de las redes incluirán los costos directos, indirectos y de estructura asignables de una empresa operando eficientemente.

Gastos De Comercialización

El valor del gasto de comercialización reconocido (GC) deberá ser razonable, entendiéndose como tal el correspondiente a una operación prudente y económica realizada en base a criterios de eficacia y eficiencia operativa. Incluirá los costos asociados con la lectura periódica y registro de los parámetros de consumo de los Clientes, la emisión, reparto y cobranza de las facturas, la atención de las cuestiones comerciales de los Clientes, y la amortización del equipo de medición.

Asignación y actualización de los gastos reconocidos. Los gastos de comercialización reconocidos se asignarán entre las distintas categorías en el Pliego Tarifario, y se actualizarán de acuerdo al procedimiento indicado en la presente Normativa.

Pérdidas Reconocidas.

Las pérdidas reconocidas para cada nivel de tensión de la red se utilizarán para calcular los factores para trasladar los costos de las instalaciones hasta el nivel de demanda de cada categoría de clientes. Los costos de la red BT y de la red MT se trasladarán directamente a los clientes que demandan en esos niveles de tensión. Los costos de la red MT y de las SET MT/BT se multiplicarán por factores de traslados de costos que tengan en cuenta el efecto de las pérdidas en la red.

Metodología de Cálculo del Pliego Tarifario Nicaragua

Precios Reconocidos De La Energía Y La Potencia.

Periodicidad. El cálculo de los precios reconocidos de la energía y la potencia se realizará cada doce meses, para entrar en vigencia a partir del mes de Mayo de cada año. Sin embargo, dicho cálculo podrá ser realizado por el INE con una periodicidad menor, de uno o más meses, de verificar un impacto en las tarifas superior a un porcentaje.[13].

Para la actualización de las tarifas se seguirán los siguientes pasos

- a. Durante la Fase I del período transitorio inicial de las Empresas de Distribución que resulten de la segmentación de la empresa ENEL, si la Desviación Mensual de Montos Recuperados acumulada representaría una variación respecto del costo mayorista previsto superior al porcentaje definido corresponde un ajuste porcentual a las tarifas.
- b. Excepto para el caso indicado en a) y para el mes de Noviembre, si al calcular los precios previstos para el Período Estacional de Verano el INE verifica que trasladar el monto total, que resulta de acumular las Desviaciones Mensuales de Montos Recuperados más la Desviación Prevista de Montos Recuperados, representaría una variación en las tarifas superior al porcentaje definido,

corresponderá trasladar a las tarifas la Desviación Prevista de Montos Recuperados.

- c. Excepto para el caso indicado en a) y para los meses distintos a Noviembre, si a lo largo del período de vigencia, el INE detecta que trasladar al período restante hasta el siguiente mes de Abril inclusive la Desviación Mensual de Montos Recuperados acumulada representaría una variación en las tarifas superior al porcentaje definido, corresponderá trasladar a las tarifas la Desviación Mensual de Montos Recuperados acumulada.

Monto a recuperar. Excepcionalmente, el INE podrá reducir el monto de la Desviación Mensual de Montos Recuperados acumulada a trasladar a tarifas justificado en su impacto en las tarifas.

Ajuste por Desviación de Montos Recuperados. Al calcular los precios reconocidos de la energía y la potencia, el INE calculará el Ajuste por Desviación de Montos Recuperados totalizando las Desviaciones de Montos Recuperados Mensuales aun no trasladados a la tarifa más, de corresponder, la Desviación Prevista de Montos Recuperados. El valor así obtenido se aplicará cuando corresponda como un ajuste a los precios de compra de energía a considerar en la actualización del Pliego Tarifario, de acuerdo a la metodología definida en esta Normativa.

Factor de Coincidencia. En base a la información suministrada por cada Empresa de Distribución, el INE determinará el factor de coincidencia entre la potencia comprada a nivel mayorista por la empresa y la potencia vendida a sus clientes incrementada en las pérdidas que corresponden. Para el pliego tarifario inicial, el factor de coincidencia se fijará en uno. Con la información recopilada, el INE ajustará el factor de coincidencia junto con cada revisión del Pliego Tarifario.

Potencia coincidente. El INE determinará la potencia coincidente de cada Empresa de Distribución como el producto de la compra mayorista de potencia prevista por el factor de coincidencia vigente.

Cálculo del precio total por potencia. El INE determinará el precio total por potencia de cada Empresa de Distribución totalizando el costo de la potencia previsto para el siguiente Período Estacional, y dividiéndolo por la potencia coincidente calculado para la empresa.

Cálculo del precio reconocido de la potencia. El INE determinará el precio reconocido de la potencia a trasladar a tarifas (PP), expresado en \$/kW, de cada Empresa de Distribución de acuerdo al siguiente procedimiento.

- a. Si el precio total por potencia resulta menor o igual que el Precio de Referencia para la Potencia, se considerará como precio reconocido de la potencia (PP) a trasladar a tarifas el precio total por potencia calculado. En este caso, el costo adicional de energía por traslado de potencia resultará cero.
- b. Si el precio total por potencia es mayor que el Precio de Referencia para la Potencia definido en la Normativa de Operación y calculado por el CNDC, el precio reconocido de potencia en la determinación del Pliego Tarifario será el Precio de Referencia para la Potencia. En este caso, la parte del costo total de potencia no incluida en el PP se transferirá como costo adicional de energía por traslado de potencia a los bloques horarios de punta y horas restantes, según el mecanismo de cálculo indicado en el siguiente artículo.

Energización del costo de potencia. Si el precio total por potencia es mayor que el Precio de Referencia para la Potencia, la parte del costo total de potencia no incluida en el PP se trasladará como costo adicional de energía con el siguiente procedimiento:

- a. Traslado de potencia al bloque horario de punta

$$Rp = \frac{\left[\frac{R}{1 + \frac{Hp}{Hr} * \left(\frac{Er}{Ep}\right)^2} \right]}{Ep}$$

- b. Traslado de potencia al bloque de horas restantes

$$Rr = \frac{\left[\frac{R}{1 + \frac{Hr}{Hp} * \left(\frac{Ep}{Er}\right)^2} \right]}{Er}$$

Donde:

- **R:** Costo total de potencia no incluida en el PP, que se transferirá como costo adicional de energía.
- **Rp:** Costo total de potencia no incluida en el PP que se transferirá como costo adicional de energía por traslado de potencia al bloque horario de punta.
- **Rr:** Costo total de potencia no incluida en el PP se transferirá como costo adicional de energía por traslado de potencia al bloque horario de horas restantes.
- **Ep:** Energía prevista en el bloque horario de punta.
- **Er:** Energía prevista en el bloque horas restantes.
- **Hp:** Horas del bloque horario de punta, según la definición de la presente Normativa.
- **Hr:** Horas del bloque horas restantes, según la definición de la presente Normativa.

Costo reconocido por energía. El INE determinará para cada Empresa de Distribución el costo reconocido por energía para cada bloque horario típico totalizando:

- El costo total de la energía previsto en dicho bloque para el siguiente Período Estacional.
- El producto del monto calculado como Ajuste por Desviación de Montos Recuperados, por la proporción de la energía total prevista para el período que representa la energía prevista para el bloque horario en el período;
- Bloques de punta y horas restantes el costo adicional de energía por traslado de potencia, que resulte del cálculo del precio de potencia reconocido (PP).

Factores Y Parámetros Tarifarios

Parámetros del Pliego Tarifario. Los Pliegos Tarifarios se calcularán en base a parámetros y factores que buscan una asignación justa, equitativa y eficiente de los costos de suministro a trasladar a cada grupo de consumidores en relación a su participación y responsabilidad en los mismos. Adicionalmente, durante el período transitorio inicial de las Empresas de Distribución que resulten de la segmentación de la empresa ENEL, los parámetros podrán reflejar la transición a las fórmulas tarifarias de esta Normativa.

Curvas Típicas. Para el cálculo de los parámetros se utilizarán curvas de cargas típicas de cada categoría tarifaria. Dichas curvas representarán las potencias máximas de cada bloque horario (punta, madrugada y horas restantes) y sus factores de carga. Las curvas de carga típicas se establecerán para el Pliego Tarifario Inicial en base a la estadística existente.

Consumidor Típico. Se entiende por consumidor típico de cada categoría tarifaria a aquél para el cual el costo representativo de suministro y la tarifa de dicha categoría coincidan.

Campaña de Medición. Previo a cada revisión del Pliego Tarifario, la Empresa de Distribución deberá realizar una campaña de medición con el fin de caracterizar a la demanda y determinar las curvas típicas correspondientes. Dicha campaña de medición deberá ser

realizada por la empresa de acuerdo a los lineamientos y el plan de acción previamente acordados con el INE.

Cargos. Las tarifas del Pliego Tarifario estarán compuestas de uno o más cargos fijos, a pagar independientemente que haya o no consumo, y uno o más cargos variables que dependerán de la energía consumida.

Factores K. Para las categorías de clientes sin medición de energía por bloques horarios y/o sin medición de potencia, se calcularán factores K que describen sus características de consumo en base a las curvas de cargas típicas. Dichos factores no se modificarán durante el Período Tarifario.

Pliego Tarifario Inicial. Los parámetros y factores serán definidos para cada Empresa de Distribución al establecer su Pliego Tarifario Inicial, en base a los valores estadísticos existentes. Adicionalmente, durante el período transitorio inicial de las Empresas de Distribución que resulten de la segmentación de la empresa ENEL, los parámetros y factores se modelarán para realizar la transición a las fórmulas tarifarias de esta Normativa.

Revisión. En la revisión de los Pliegos Tarifarios, al finalizar cada Período Tarifario, los parámetros y factores serán analizados y definidos por el INE sobre la base de una propuesta de la Empresa de Distribución. Dicha propuesta deberá ser elaborada a partir de la campaña de medición realizada por la empresa, teniendo en cuenta lo establecido en esta Normativa. Los resultados de la campaña de medición deberán ser adjuntados a la propuesta.

Categorías Tarifarias.

Las categorías tarifarias se definirán para cada nivel de tensión, para determinados niveles de demanda máxima.

Clasificación tarifaria. Los clientes de las Empresas de Distribución serán clasificados de acuerdo a su modalidad de consumo y potencia máxima demandada, en las siguientes categorías tarifarias:

- a. Tarifa T1: Clientes de pequeñas demandas.
- b. Tarifa T2: Clientes de medianas demandas.
- c. Tarifa T3: Clientes de grandes demandas.
- d. Tarifa T4: Clientes usuarios de la red de distribución, que compran al por mayor de un proveedor distinto de la empresa de distribución.

Cálculo De Pliegos Tarifarios

Cada Empresa de Distribución deberá entregar al INE, en los plazos y con las características que estipula la Ley y su Reglamento, las Normativas vigentes y las disposiciones que establezca al efecto el INE, toda la información necesaria para actualizar, calcular y/o recalcular el Pliego Tarifario.

Cálculo de la tarifa T1-R.

- Cargo Fijo Mensual:

$$CF_R = GC_R$$

- Cargo Variable:

- Primer bloque de consumo (B1)

$$CV_{R1} = [(PEp * K3pR + PEm * K3mR + PEr * K3rR) * FPEBT + (PP * FPPBT + CDBT) / K4R1] * FTR_1$$

- Segundo bloque de consumo (B2)

$$CV_{R2} = [(PEp * K3pR + PEm * K3mR + PEr * K3rR) * FPEBT + (PP * FPPBT + CDBT) / K4R2] * FTR_2$$

- Tercer bloque de consumo (B3)

$$CV_{R3} = [(PEp * K3p R + PEm * K3m R + PEr * K3r R) * FPEBT + (PP * FPPBT + CDBT) / K4 R3] * FTR_3$$
- Cuarto bloque de consumo (B4)

$$CV_{R4} = [(PEp * K3p R + PEm * K3m R + PEr * K3r R) * FPEBT + (PP * FPPBT + CDBT) / K4 R4] * FTR_4$$
- Quinto bloque de consumo (B5)

$$CV_{R5} = [(PEp * K3p R + PEm * K3m R + PEr * K3r R) * FPEBT + (PP * FPPBT + CDBT) / K4 R5] * FTR_5$$

Tarifa T1-G1.

- Cargo Fijo Mensual:

$$CF_{G1} = (PP * FPPBT * K1 G1 + CDBT * K2 G1) * KA G1 + GC_{G1}$$
- Cargo Variable:

$$CV_{G1} = (PEp * K3p G1 + PEm * K3m G1 + PEr * K3r G1) * FPEBT + (PP * FPPBT * K1 G1 + CDBT * K2 G1) * (1 - KA G1) / K4 G1$$

Tarifa T1-G2.

- Cargo Fijo Mensual:

$$CF_{G2} = (PP * FPPBT * K1 G2 + CDBT * K2 G2) * KA G2 + GC_{G1}$$
- Cargo Variable:

$$CV_{G2} = (PEp * K3p G2 + PEm * K3m G2 + PEr * K3r G2) * FPEBT + (PP * FPPBT * K1 G2 + CDBT * K2 G2) * (1 - KA G2) / K4 G2$$

Tarifa T2-MB.

- Cargo Fijo Mensual:

$$CF_{MB} = GC_M$$
- Cargo por capacidad de suministro contratada:

$$CP_{MB} = (PP * K1 MB * FPPBT + CDBT * KA MB * K2 MB)$$
- Cargo variable por energía:

$$CE_{MB} = (PEp * K3p MB + PEm * K3m MB + PEr * K3r MB) * FPEBT + [(1 - KA MB) * K2 MB CDBT / K4 MB]$$

Donde:

- **K1MB:** Factor K1 de la Tarifa T2-MB.

Tarifa T2-MA.

- Cargo Fijo Mensual:

$$CF_{MA} = GC_M$$
- Cargo por capacidad de suministro contratada:

$$CP_{MA} = (PP * K1 MA * FPPBT + CDBT * K2 MA)$$
- Cargo variable por energía:

$$CE_{MA} = (PEp * K3p MA + PEm * K3m MA + PEr * K3r MA) * FPEBT$$

Tarifa T2-MH.

- Cargo Fijo Mensual:

$$CF_{MH} = GCM$$

- Cargo por capacidad de suministro contratada en punta:

$$CPp_{MH} = (PP * K1MH * FPPBT + CDBT * K2p MH)$$
- Cargo por capacidad de suministro contratada fuera de punta:

$$CPfp_{MH} = CDBT * K2fp MH$$
- Cargo variable por consumo de energía en horas de punta:

$$CEp_{MH} = PEp * FPEBT$$
- Cargo variable por consumo de energía en horas de madrugada:

$$CEm_{MH} = PEm * FPEBT$$
- Cargo variable por consumo de energía en horas restantes:

$$CEr_{MH} = PEr * FPEBT$$

Tarifa T3-MTH.

- Cargo Fijo Mensual:

$$CF_{MTH} = GCG$$
- Cargo por capacidad de suministro contratada en punta:

$$CPp_{MTH} = (PP * K1MTH * FPPMT + CDMT * K2p MTH)$$
- Cargo por capacidad de suministro contratada fuera de punta:

$$CPfp_{MTH} = CDMT * K2fp MTH$$
- Cargo variable por consumo de energía en horas de punta:

$$CEp_{MTH} = PEp * FPEMT$$
- Cargo variable por consumo de energía en horas de madrugada:

$$CEm_{MTH} = PEm * FPEMT$$
- Cargo variable por consumo de energía en horas restantes:

$$CEr_{MTH} = PEr * FPEMT$$

Tarifa T3-BTH.

- Cargo Fijo Mensual:

$$CF_{BTH} = GCG$$
- Cargo por capacidad de suministro contratada en punta:

$$CPp_{BTH} = (PP * K1BTH * FPPBT + CDBT * K2p BTH)$$
- Cargo por capacidad de suministro contratada fuera de punta:

$$CPfp_{BTH} = CDBT * K2fp BTH$$
- Cargo variable por consumo de energía en horas de punta:

$$CEp_{BTH} = PEp * FPEBT$$
- Cargo variable por consumo de energía en horas de madrugada:

$$CEm_{BTH} = PEm * FPEBT$$
- Cargo variable por consumo de energía en horas restantes:

$$CEr_{BTH} = PEr * FPEBT$$

T3-MTB.

- Cargo Fijo Mensual:

$$CF_{MTB} = GC_G$$
- Cargo por capacidad de suministro contratada:

$$CP_{MTB} = (PP * K1 MTB * FPPMT + CDMT * K2 MTB)$$
- Cargo variable por energía:

$$CE_{MTB} = (PEp * K3p MTB + PEm * K3m MTB + PEr * K3r MTB) * FPEMT$$

Tarifa T3-BTB.

- Cargo Fijo Mensual:

$$CF_{BTB} = GC_G$$

- Cargo por capacidad de suministro contratada
 $CP_{BTB} = (PP * K1_{BTB} * FPPBT + CDBT * K2_{BTB})$
- El Cargo variable por energía se determinará con la siguiente formula:
 $CE_{BTB} = (PEp * K3p_{BTB} + PEm * K3m_{BTB} + PEr * K3r_{BTB}) * FPEBT$

Tarifa T4-Udrmt

- Cargo Fijo Mensual

$$CF_{UDRMT} = GCG$$

- Cargo por capacidad de suministro contratada en punta:
 $CPp_{UDRMT} = (PP * K1_{MTH} * (FPPMT - 1) + CDMT * K2p_{MTH})$
- Cargo por capacidad de suministro contratada fuera de punta:
 $CPfp_{UDRMT} = CDMT * K2fp_{MTH}$
- Cargo variable por entrega de energía en horas de punta:
 $CEp_{UDRMT} = PEp * (FPEMT - 1)$
- El Cargo variable por entrega de energía en horas de punta:
 $CEp_{UDRMT} = PEp * (FPEMT - 1)$
- Cargo variable por entrega de energía en horas de madrugada:
 $CEm_{UDRMT} = PEm * (FPEMT - 1)$
- Cargo variable por entrega de energía en horas restantes:
 $CEr_{UDRMT} = PEr * (FPEMT - 1)$

Tarifa T4-UDRBT.

- Cargo Fijo Mensual:

$$CF_{UDRBT} = GCG$$

- Cargo por capacidad de suministro contratada en punta:
 $CPp_{UDRBT} = (PP * K1_{BTH} * (FPPBT - 1) + CDBT * K2p_{BTH})$
- Cargo por capacidad de suministro contratada fuera de punta:
 $CPfp_{UDRBT} = CDBT * K2fp_{BTH}$
- Cargo variable por entrega de energía en horas de punta:
 $CEp_{UDRBT} = PEp * (FPEBT - 1)$
- Cargo variable por entrega de energía en horas de madrugada:
 $CEm_{UDRBT} = PEm * (FPEBT - 1)$
- Cargo variable por entrega de energía en horas restantes:
 $CEr_{UDRBT} = PEr * (FPEBT - 1)$

Variable	Descripción
PP	Precio reconocido de la potencia.
FPE (BT/MT)	Factor de Pérdidas de energía acumulada entre el ingreso a la etapa de distribución y suministro final en el nivel de baja o media tensión.
FPP (BT/MT)	Factor de Pérdidas de potencia acumulado entre el ingreso a la red distribución y suministro final en el nivel de baja o media tensión.

PEp, PEr, PEm	Precio reconocido de la energía en el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m).
CD (BT/MT)	Costo de distribución reconocido en baja o media tensión.
GC (X)	Gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa X
CF_(X)	Cargo fijo mensual que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa X.
CV_(X)(Y)	Cargo por unidad de energía consumida que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa X, para los consumos en el bloque de consumos Y.
CE(z)_X:	Cargo por unidad de energía consumida en bloque horario z, que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa X. No todas las tarifas incluyen bloque horario.
CPp_(X)	Cargo mensual por unidad de capacidad de suministro contratada en horas de punta del sistema, que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa X.
CPfp_(X)	Cargo mensual por unidad de capacidad de suministro contratada en horas fuera de punta del sistema, que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa X.
CP_(X)	Cargo mensual por unidad de capacidad de suministro contratada que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa X.
FTR (Y)	Factor De Ajuste Residencial para el bloque de Consumo Y
KA (X)	Coeficiente Para Repartir Entre El Cargo Fijo Y El Variable la Tarifa X.
K1 (X)	Participación En La Compra De Potencia para la Tarifa X
K2 (X)	Indicador de Participación En Los Costos De Distribución fuera o dentro de Punta para Tarifa X
K3 (X)	Indicador De La Participación Del Consumo De Energía Por Bloque Horario para el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m) para la categoría X.
K4 (X)(Y)	Consumo Específico De Energía para la Tarifa X en el Bloque de Consumo Y

Tabla 5.4 Variables para el Cálculo del Pliego Tarifario de Nicaragua definidos por la INE.

5.1.5. Cálculo de las Tarifas Eléctricas Panamá

El Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Electricidad y del Servicio de Alumbrado Público establece las reglas relativas a los procedimientos, metodologías, fórmulas, estructuras, opciones, valores y, en general, a todos los aspectos que determinan las tarifas sujetas a regulación.

Para cada tarifa se debe calcular los siguientes componentes de costos:

- a) Componente de Costo de Distribución. Incluye uso y conexión.
- b) Componente de Costo por Pérdidas en las redes de distribución.
- c) Componente de Costo de Comercialización.
- d) Componente de Costo por Alumbrado Público.
- e) criterios para el diseño de los componentes de costos de abastecimiento.
 - a. Componente de Costo por Transmisión
 - b. Componente de costo por Pérdidas en Transmisión.
 - c. Componente de Costo de Generación.

a. Criterios Para El Diseño De Los Componentes De Costos De Distribución

Artículo 45. El componente de costo por Distribución debe ser estructurado a través de componentes de costos separados por conexión y uso del sistema de distribución, debiendo:

1. Los componentes de costos por conexión deben reflejar solamente los costos de operación necesarios para conectar a cada cliente individualmente al sistema principal de distribución. No incluyen ni el equipamiento de medición, ni los costos de capital de la acometida.
2. Los componentes de costos por uso del sistema de distribución deben reflejar el costo de los activos del sistema principal.
3. Para calcular el componente de costo por uso del Sistema de Distribución se utilizará:
 - a. La metodología del costo incremental promedio de largo plazo (CIPLP) para la asignación por nivel de tensión.
 - b. La evaluación de la coincidencia externa e interna para la asignación a cada clase de cliente, ya que el grado preciso en que cada clase de cliente compromete la capacidad del sistema principal de distribución depende de la coincidencia del pico de demanda de la clase de cliente con relación a la demanda máxima de la parte asociada (nivel de tensión), y de la coincidencia del pico de un cliente con respecto a los picos de sus pares de la misma clase.

Artículo 46 Determinación del componente de costo por uso del sistema de distribución:

Para cada clase de cliente debe determinarse un componente de costo por uso del sistema de distribución en punta (CUSOP (B./kWp – mes o año)) y otro en fuera de punta (CUSOFP (B./kWfp – mes o año)).

Para la determinación de estos componentes de costos, primeramente, se requiere calcular el CIPLP por cada nivel de tensión. Para tal fin se requiere a la distribuidora la realización de los siguientes estudios:

1. Evaluación de la red actual, incluyendo confiabilidad.
2. Estudio de la demanda por nivel de tensión a 10 años para los niveles de baja y media tensión y a 20 años para el nivel de alta tensión (115 kV y superiores), incluyendo proyección del balance de potencia.
3. Requerimientos de inversión física a 10 años para los niveles de baja y media tensión y a 20 años para el nivel de alta tensión, incorporando las soluciones tecnológicas óptimas desde el punto de vista costo – beneficio y asegurando una confiabilidad acorde con los requerimientos de calidad estipulados.
4. Estudio de costos unitarios y determinación de los costos de operación y mantenimiento y gestión del sistema de distribución.
5. Estudio de pérdidas de potencia y energía por nivel de tensión, discriminando entre técnicas y no técnicas.

b. Criterios Para El Diseño De Los Componentes De Costos Por Pérdidas En Distribución

Artículo 50 Determinación del componente de Costo por Pérdidas en distribución. Para determinar los componentes de costos la empresa distribuidora debe:

a) Determinar los coeficientes de pérdidas técnicas de potencia (PPT%) y energía (PET%) a partir de los estudios técnicos realizados para calcular el CIPLP por nivel de tensión como porcentaje sobre ingresos al nivel.

b) Estimar los componentes de costos por pérdidas CPEP, CPEFP y CPP:

(i) El componente de costo por pérdidas de energía en cada nivel de tensión en horas de punta (CPEP (B./kWh)) será el coeficiente PET% acumulado al nivel de tensión correspondiente, por el precio de abastecimiento de energía (incluyendo pérdidas del sistema de transporte, sin tomar en cuenta el costo extraordinario de generación) en el mercado mayorista en horas de punta.

(ii) El componente de costo por pérdidas de energía en cada nivel de tensión en horas fuera de punta (CPEFP (B./kWh)) será el coeficiente PET% acumulado al nivel de tensión correspondiente, por el precio de abastecimiento de energía (incluyendo pérdidas del sistema de transporte sin tomar en cuenta el costo extraordinario de generación) en el mercado mayorista en horas fuera de punta.

(iii) El componente de costo por pérdidas de potencia (CPP (B./kW)) en cada nivel de tensión en punta será el coeficiente PPT% acumulado al nivel de tensión correspondiente por el precio de abastecimiento de la potencia (incluyendo sistema de transporte y demás costos en el mercado mayorista sin tomar en cuenta el costo extraordinario de generación).

C) Asignar los componentes de costos por pérdidas a los cargos tarifarios por pérdidas de las distintas categorías.

(i) Con respecto al CPEP y CPEFP, estos componentes se asignarán del siguiente modo:

(i.1) En el caso de las clases de clientes en las cuales el equipamiento de medición permita el registro del consumo de energía en punta y fuera de punta, esta asignación se realiza directamente.

(i.2) En el caso de las clases de clientes en las cuales el equipamiento de medición permita solo el registro de energía sin discriminar bandas horarias, la distribuidora debe diseñar un mecanismo que permita la asignación de ambos componentes a un cargo por energía a partir de la curva promedio de la clase a la que pertenece, observando sobre la curva la participación del consumo en horas de pico y fuera de ellas.

(ii) Con respecto al CPP, este componente se asignará del siguiente modo:

(ii.1) En el caso de las clases de clientes en las cuales el equipamiento de medición permita el registro de demanda máxima con o sin discriminación en punta y fuera de punta, esta asignación se realiza directamente.

(ii.2) En el caso de las clases de clientes que no dispongan de medición de demanda de ningún tipo esta asignación se realizará a partir de la curva promedio de la clase a la que pertenece, observando su coincidencia, simultaneidad y factor de carga. En este caso el componente se energizará completamente.

c. Criterios Para El Diseño De Los Componentes De Costos Por Comercialización

Artículo 52 Estructura de componentes de costos:

La Ley establece que los costos de comercialización son los relativos a la administración, medición, facturación, cobro, recaudación, depreciación, rentabilidad, otros gastos de venta y los demás servicios permanentes no incluidos en los costos de distribución y que, la ASEP considere necesarios para garantizar que el cliente pueda disponer del servicio adecuado. Estos componentes de costos incluyen el equipamiento de medición.

La empresa distribuidora debe proponer como mínimo tres componentes de costos comerciales (un componente para reconexión, un componente de costo de comercialización fijo y otro variable) para cada clase de cliente que exista en la estructura tarifaria. La distribuidora podrá proponer componentes de costos diferenciados para distintas clases de clientes si encuentra costos diferentes en la provisión del servicio a cada clase.

- a) El componente de costo comercial fijo (CCOF (B. /cliente – mes)) incluirá los costos de medición del consumo, impresión y remisión de la factura. RDC Reglamento de Distribución y Comercialización TÍTULO IV: RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Página 28 de 78
- b) El componente de costo comercial variable (CCOV (B. /kWh)) incluirá el resto de los costos asignados a comercialización.
- c) El componente de costo para Reconexión (B. /reconexión) que la distribuidora proponga, tendrá como máximo un cargo de reconexión para cada clase de cliente que haya definido en su estructura tarifaria. En ningún caso, los cargos de reconexión pueden superar el valor del cargo de conexión que le corresponde pagar al cliente en cuestión.

d. Criterios Para El Diseño De Los Componentes De Costos Por Alumbrado Público

Artículo 54 Los componentes de costos por alumbrado público deberán cubrir los costos de los activos, la operación y mantenimiento y el consumo de energía correspondiente.

Artículo 55 La empresa distribuidora deberá presentar a la consideración de la ASEP dos componentes de costos, en centésimos de balboas por kWh, aplicable a todos los clientes, regulados o no, ubicados en su área de servicio. Los componentes de costos son los siguientes:

- a) Un componente de costo por el servicio de alumbrado público (CSAP) que represente el cociente entre el ALUMPU y el valor presente de las ventas de energía totales estimadas para el período tarifario de todos los clientes, cualquiera sea su condición.
- b) Un componente de costo por el consumo del alumbrado público (CCAP): La distribuidora deberá estimar para el primer semestre de entrada en vigencia del presente régimen los costos de abastecimiento asociados al alumbrado público

Para la determinación de este componente de costo, el costo de abastecimiento correspondiente al alumbrado público debe ser dividido entre las ventas totales estimadas para dicho semestre de todos los clientes, cualquiera sea su condición.

e. Criterios Para El Diseño De Los Componentes De Costos De Abastecimiento

Artículo 56 La tarifa debe contener, como mínimo, cinco componentes de costos de abastecimiento por clase de cliente, con costos estimados para el primer semestre de entrada en vigencia del presente Régimen. Estos componentes de costos deben reflejar:

- a) Por el segmento de generación: La distribuidora debe discriminar:

- (i) Un componente de costo por potencia máxima en punta (B./kW de punta – mes) (CPG)
 - (ii) Un componente de costo por energía en horas de punta (B. /kWh) (CEGP).
 - (iii) Un componente de costo por energía en horas fuera de punta (B./kWh) (CEGFP)
- b) Por el segmento de transmisión: La distribuidora debe discriminar:
- (i) Un componente de costo por demanda en punta (CUCOST (B. /kW - mes)).
 - (ii) Un componente de costo por pérdidas de energía (CPST (B. /kWh)).

Artículo 57 Determinación del componente de costo de generación:

- a) El componente de costo por potencia máxima en punta de generación (CPG) refleja el costo por capacidad que la ASEP determine para el periodo tarifario. Se calcula con el costo unitario por capacidad a asignar en tarifas determinado por ASEP,
- b) El componente de costos por energía de generación CEG debe reflejar el costo de generación promedio de la distribuidora para clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes, descontando la parte del costo que se asigne al componente por potencia y sin tomar en cuenta los costos de generación extraordinarios.
 - (i) Los costos a considerar son los siguientes:
 - (i.1) Costos de compra de potencia firme y servicio auxiliar de reserva de largo plazo, deduciendo del costo total la parte del costo asignada al componente por potencia.
 - (i.2) Costos o ingresos por compensaciones de potencia.
 - (i.3) Costos por servicios auxiliares relacionados a la potencia.
 - (i.4) Costos de fianzas de contratos de potencia y energía producto de procesos de concurrencia y de aquellos provenientes del mercado mayorista de electricidad.
 - (i.5) Costos por compra de energía asociada a contratos.
 - (i.6) Sobrecostos por generación obligada.
 - (i.7) Costos por compras de energía en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP.
 - (i.8) Costos por servicios auxiliares relacionados con la energía.
 - (i.9) Costos relacionados a las transacciones en el Mercado Regional y al servicio del Ente Operador Regional.
 - (i.10) Créditos que resultan a favor de los clientes producto de la aplicación del Procedimiento para la Conexión de Centrales Particulares de fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta quinientos (500) kilowatts a las redes eléctricas de media y baja tensión de las empresas de distribución eléctrica, aprobado mediante la Resolución 5399-Elec de 27 de junio de 2012.
 - (i.11) Los costos extraordinarios que correspondan, se descuentan del total de costos
 - (ii) El componente de costo por energía en horas de punta (CEGP) resulta de la suma de estos costos multiplicada por el porcentaje de energía comprada por la distribuidora en horas de punta respecto al total de la energía comprada:

$$CEGP = \sum_1^7 CEG \times \%CR_p^P$$

- (iii) El componente de costo por energía en horas fuera de punta (CEGFP) resulta de la suma de estos costos multiplicada por el porcentaje de energía comprada por la distribuidora en horas fuera de punta respecto al total de la energía comprada:

$$CEGFP = \sum_1^7 CEG \times (1 - \%CR_p^P)$$

Artículo 58 Determinación del componente de costo de transmisión:

a) El componente de costo por demanda en punta refleja el costo promedio por uso del sistema de transporte para los clientes conectados a su red. Este costo promedio incluye los costos por:

(i) Costos de conexión.

(ii) Costos por el uso de la red de transporte.

(iii) Costos por el servicio de Operación Integrada del mercado mayorista.

(iv) Costos por uso de redes pagado a la Autoridad del Canal de Panamá, siempre y cuando estos cargos no superen el equivalente de aplicar la tarifa de uso de redes de distribución para las tensiones equivalentes y hayan sido aprobados por la Autoridad.

(v) Uso de redes de distribución de otros distribuidores, cuando corresponda.

(vi) Costo por uso de redes, otros costos de transporte y Tasa de regulación del Mercado Regional.

Este componente de costo es distinto para cada clase de cliente. Para distribuir los costos del uso del sistema de transporte entre las distintas clases de clientes se debe analizar la coincidencia interna y externa de la demanda en horas de punta de cada clase con respecto a la demanda agregada máxima en horas de punta de la distribuidora en el nivel de alta tensión.

b) El CPST debe reflejar el costo promedio de las pérdidas del sistema de transmisión de la distribuidora, para clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes. El CPST resulta del cociente entre los costos de pérdidas en el sistema de transmisión y energía ingresada a la red en los nodos de compra o entrega. Este componente de costo es similar para todas las clases de clientes.

5.2 Cargos en el Pliego Tarifario de Cada País de Centroamérica

Clasificación del Pliego

Debido a la diversificación que hay en los diferentes pliegos tarifarios en la región, se ha clasificado los pliegos en 3 categorías Residencial, Comercio y Pequeña Industria & Gran Industria. Adelante se explican cada una de las clasificaciones.

5.2.1 Pliego Tarifario de El Salvador y sus Respectivos Cargos

El sector residencial se da en Baja Tensión en Pequeñas Demandas de 0 a 10 kW con potencia máxima y se aplica en bloques por diferencia por consumo.

En el sector comercial se aplican las tarifas BT con medición de potencia (Mediana Demanda de 10kW a 50kW de potencia máxima) y las tarifas de medición horaria de Mediana Demanda (entre 10kW y 50kW de potencia máxima) y de Grande Demanda (potencia máxima mayor a 50kW)

En el sector industrial también se tiene una tarifa con Medición de Potencia en Mediana Tensión (consumos máximos entre 10kW y 50kW) y dos tarifas con Medición Horaria de

Mediana Demanda (consumos entre 10kW y 50kW) y Grande Demanda (consumo mayor a 50kW).

Tarifa Residenciales (Baja Tensión)	Bloque 1 (Primeros 99 kWh) Bloque 2 (100 kWh a 199 kWh) Bloque 3 (Mayor a 200kWh)	Todos los bloques incluyen <ul style="list-style-type: none"> • Cargo por Comercialización (Fijo) • Cargo de Energía (kWh) • Cargo de Distribución (kWh)
Tarifas Comercial y Pequeña Industria (Baja Tensión)	Con medición de potencia Consumo entre 10 kW y 50kW	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo por comercialización (Fijo) • Cargo de energía (kWh) • Cargo de Distribución (kW).
	Con medidor horario consumo entre 10 kW y 50kW	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo por comercialización (Fijo) • Energía en Punta (kWh) • Energía en Resto (kWh) • Energía en Valle (kWh) • Potencia máxima (kW)
	Con medidor Horario consumo mayor a 50 kW	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo por comercialización (Fijo) • Energía en Punta (kWh) • Energía en Resto (kWh) • Energía en Valle (kWh) • Potencia máxima (kW)
Tarifas Grandes Industrias (Media Tensión)	Con medición de potencia Consumo entre 10 kW y 50kW	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo por comercialización (Fijo) • Cargo de energía (kWh) • Cargo de Distribución (kW).
	Con medidor horario consumo entre 10 kW y 50kW	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo por comercialización (Fijo) • Energía en Punta (kWh) • Energía en Resto (kWh) • Energía en Valle (kWh) • Potencia máxima (kW)
	Con medidor Horario consumo mayor a 50 kW	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo por comercialización (Fijo) • Energía en Punta (kWh) • Energía en Resto (kWh) • Energía en Valle (kWh) • Potencia máxima (kW)

Tabla 5.5 Fuente: SIGET. [\[2\]](#)

5.2.2 Pliego Tarifario de Guatemala y sus Respectivos Cargos

En Guatemala el mercado regulado se establece para consumos menores o iguales a 100kW, y las tarifas se presentan en función de la potencia consumida, tensión de servicio y rango horario. Para los cálculos necesarios se toma la potencia contratada como la potencia máxima. Se presenta una estructura horaria de Punta-Valle-Noche con rango horario.

En el sector residencial se aplican las tarifas de Baja Tensión Simple y Baja Tensión Simple Pre Pago. En las tarifas comerciales y pequeña industria para mantener consistencia con la aplicación tarifaria se elige aplicar las horas pico de consumo para la selección de la tarifa,

también auto productores y con demanda máxima en baja tensión y las tarifas de media tensión será para el sector industrial.

Tarifa Residenciales (Baja Tensión)	Baja Tensión Simple (BTS) Menor a 11 kW de consumo	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo por Consumidor (Fijo) • Cargo Unitario por Energía (kWh)
	Baja Tensión Simple Prepago (BTSP)	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo Unitario por Energía (kWh)
Tarifas Comercial y Pequeña Industria (Baja Tensión)	Baja Tensión Simple Horaria (BTSH) Menor a 11 kW de consumo	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo por consumidor (Fijo) • Cargo Unitario por Energía de Punta (kWh) • Cargo Unitario por Energía Intermedia (kWh) • Cargo Unitario por Energía de Valle (kWh) • Cargo Unitario por Energía de Valle Adicional (kWh)
	Baja Tensión Simple Auto Productores (BTS)	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo por Consumidor (Fijo) • Cargo Unitario por Energía (kWh)
	Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP)	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo por Consumidor (Fijo) • Cargo por Energía (kWh) • Cargo por Potencia Máxima (kW) • Cargo por Potencia Contratada (kW)
	Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP)	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo por Consumidor (Fijo) • Cargo por Energía (kWh) • Cargo por Potencia Máxima (kW) • Cargo por Potencia Contratada (kW)
	Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD)	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo por consumidor (Fijo) • Cargo por Energía de Punta (kWh) • Cargo por Energía Intermedia (kWh) • Cargo por Energía de Valle (kWh) • Cargo por Energía de Valle Adicional (kWh) • Cargo por Potencia Máxima (kW) • Cargo por Potencia Contratada (kW)
	Baja Tensión con Demanda Auto Productores (BTDA)	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo por Consumidor (Fijo) • Cargo por Energía (kWh) • Cargo por Potencia Máxima (kW) • Cargo por Potencia Contratada (kW)
Tarifas Gran Industria (Media Tensión)	Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP)	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo por Consumidor (Fijo) • Cargo por Energía (kWh) • Cargo por Potencia Máxima (kW) • Cargo por Potencia Contratada (kW)
	Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP)	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo por Consumidor (Fijo) • Cargo por Energía (kWh) • Cargo por Potencia Máxima (kW) • Cargo por Potencia Contratada (kW)

	Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD)	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo por consumidor (Fijo) • Cargo por Energía de Punta (kWh) • Cargo por Energía Intermedia (kWh) • Cargo por Energía de Valle (kWh) • Cargo por Energía de Valle Adicional (kWh) • Cargo por Potencia Máxima (kW) • Cargo por Potencia Contratada (kW)
	Media Tensión con Demanda Auto Productores (MTDA)	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo por Consumidor (Fijo) • Cargo por Energía (kWh) • Cargo por Potencia Máxima (kW) • Cargo por Potencia Contratada (kW)

Tabla 5.6 Fuente: CNEE [6].

5.2.3. Pliego Tarifario de Costa Rica y sus Respectivos Cargos

El sector residencial presenta una tarifa (T-RE) con diferenciación de bloques de consumo se aplica solo cobro por energía (kWh) y los bloques son acumulativos con un bloque de cobro mínimo.

El sector comercial y pequeña industria presenta una tarifa (T-CO) con diferenciación de cobro a partir de los 3000kWh donde se agrega el cobro por potencia máxima. El sector industrial presenta las tarifas T-MT, T-MTb y T-IN.

Tarifa Residencial (Baja Tensión)	T – RE	<ul style="list-style-type: none"> • Bloque 0-40 kWh (cobro mínimo). • Bloque 41-200 kWh. • Bloque mayor a 200 kWh.
Tarifa Comercial y Pequeña Industria (Baja Tensión)	T – CO	<ul style="list-style-type: none"> • Consumo de Energía < 3000 kWh • Consumo de Energía >3000kWh • Consumo de Potencia (kW máx.)
Tarifa Gran Industria (Media Tensión)	T - MT	<ul style="list-style-type: none"> • Energía Punta • Energía Valle • Energía Noche • Potencia Punta • Potencia Valle • Potencia Noche
	T- MTb	<ul style="list-style-type: none"> • Energía Punta • Energía Valle • Energía Noche • Potencia Punta • Potencia Valle • Potencia Noche
	T - IN	<ul style="list-style-type: none"> • Consumo menor o igual que 3 000 kWh

		<ul style="list-style-type: none"> • Para consumos mayor de 3 000 kWh • Cargo por Potencia
--	--	--

Tabla 5.7 Fuente: ARASEP.[11].

5.2.4 Pliego Tarifario de Honduras y sus Respectivos Cargos

En honduras las tarifas residenciales se clasifican en menor a 50 kWh y mayor a 50 kWh. Las Comerciales y pequeña industria en Baja Tensión y las Industrias Grandes en Media y Alta Tensión

Tarifa Residenciales (Baja Tensión)	Cargo por Primeros 50 kWh	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo por Energía (kWh)
	Cargo por Consumo Mayor a 50 kWh	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo por Energía (kWh)
Tarifa Comercial y Pequeña Industria (Baja Tensión)	Baja Tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo por Energía (kWh)
Tarifa Gran Industria (Media y Alta Tensión)	Media Tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo por Energía (kWh) • Cargo por Potencia (kW)
	Alta Tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo por Energía (kWh) • Cargo por Potencia (kW)

Tabla 5.8 Fuente: ENEE [22].

5.2.5 Pliego Tarifario de Nicaragua y sus Respectivos Cargos

En el sector residencial se aplica la tarifa T-1. En el sector comercial se aplican las tarifas General Menor (T1-G, T2-MB-MA-MH) para consumos hasta de 25kW de potencia máxima y en Gran Industria se aplica la General Mayor (T3 y T4) para una potencia máxima o mayor de 25kW.

Tarifa Residenciales (Baja Tensión)	T1 - R: Residencial	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo fijo • Cargo variable por energía bloque de consumo B1 • Cargo variable por energía bloque de consumo B2 • Cargo variable por energía bloque de consumo B3 • Cargo variable por energía bloque de consumo B4 • Cargo variable por energía bloque de consumo B5
Tarifa Comercial y Pequeña Industria	T1-G1: Bajos Consumos	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo fijo • Cargo variable por energía
	T1-G2: Altos Consumos	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo fijo • Cargo variable por energía
	T2 - MB: Baja Utilización	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo fijo • Por capacidad de suministro contratada

		<ul style="list-style-type: none"> • Cargo variable por energía
	T2 – MA: Alta Utilización	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo fijo • Por capacidad de suministro contratada • Cargo variable por energía
	T2 – MH: Horaria	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo fijo • Capacidad de suministro en punta • Capacidad de suministro fuera de punta • Consumo de energía en horas del bloque horario de punta • Consumo de energía en horas del bloque horario de madrugada • Consumo de energía durante el bloque de horas restantes
	BTH-Baja Tensión Horaria	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo fijo • Capacidad de suministro en punta • Capacidad de suministro fuera de punta • Consumo de energía en horas del bloque horario de punta • Consumo de energía en horas del bloque horario de madrugada • Consumo de energía durante el bloque de horas restantes
	T3: BTB - Baja tensión Binomial	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo fijo • Por capacidad de suministro contratada • Cargo variable por energía
	T4 – URDBT Baja Tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo fijo • Capacidad de suministro en punta • Capacidad de suministro fuera de punta • Consumo de energía en horas del bloque horario de punta • Consumo de energía en horas del bloque horario de madrugada • Consumo de energía durante el bloque de horas restantes
Tarifa Gran Industria (Media Tensión)	T3 – MTH Media tensión Horaria	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo fijo

		<ul style="list-style-type: none"> • Capacidad de suministro en punta • Capacidad de suministro fuera de punta • Consumo de energía en horas del bloque horario de punta • Consumo de energía en horas del bloque horario de madrugada • Consumo de energía durante el bloque de horas restantes
	T3 – MTB: Media tensión Binomial	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo fijo • Por capacidad de suministro contratada • Cargo variable por energía
	T4 - URDMT Media tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo fijo • Capacidad de suministro en punta • Capacidad de suministro fuera de punta • Consumo de energía en horas del bloque horario de punta • Consumo de energía en horas del bloque horario de madrugada • Consumo de energía durante el bloque de horas restantes

Tabla 5.9 Fuente: INE [23].

5.2.6 Pliego Tarifario de Panamá y sus Respectivos Cargos

Conforme a lo establecido en la Resolución JD-5863 del 17 de febrero de 2006, sus modificaciones y cumpliendo con todas las disposiciones legales y regulatorias de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, se presentan los cargos tarifarios que serán aplicados a los clientes regulados, así como los cargos por uso de las redes de distribución eléctrica que estarán vigentes desde el 1 de enero al 30 de junio de 2019.

Tarifa Residenciales (Baja Tensión)	Tarifa baja tensión simple prepago demandas de 15 KW	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo por Energía (kWh) • Cargo por comercialización(kWh) • Cargo por alumbrado público(kWh) • Cargo por distribución (kWh) • Cargo por pérdidas de distribución (kWh) • Cargo por generación (kWh)
-------------------------------------	--	--

	<p>Tarifa baja tensión simple 1 clientes BTS que consumen entre 0 y 300 kWh por mes</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo fijo por cliente • Cargo por Energía (kWh) • Cargo por comercialización(kWh) <ul style="list-style-type: none"> ○ Cargo fijo por cliente ○ Cargo por energía consumida • Cargo por alumbrado público(kWh) • Cargo por distribución (kWh) • Cargo por pérdidas de distribución (kWh) • Cargo por generación (kWh)
	<p>Tarifa baja tensión simple 2 clientes BTS que consumen entre 301 y 750 kWh por mes</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo fijo por cliente • Cargo por Energía (kWh) • Cargo por comercialización(kWh) <ul style="list-style-type: none"> ○ Cargo fijo por cliente ○ Cargo por energía consumida • Cargo por alumbrado público(kWh) • Cargo por distribución (kWh) • Cargo por pérdidas de distribución (kWh) • Cargo por generación (kWh)
	<p>Tarifa baja tensión simple 3 clientes BTS que consumen de 751 y más kWh por mes</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo fijo por cliente • Cargo por Energía (kWh) • Cargo por comercialización(kWh) <ul style="list-style-type: none"> ○ Cargo fijo por cliente ○ Cargo por energía consumida • Cargo por alumbrado público(kWh) • Cargo por distribución (kWh) • Cargo por pérdidas de distribución (kWh) • Cargo por generación (kWh)

Tarifa Comercial y Pequeña Industria (Baja Tensión)	Tarifa baja tensión con demanda máxima. Cualquier uso de la energía eléctrica de los clientes con una demanda máxima mensual mayor de 15 kilovatios (15 kW), conectados en baja tensión.	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo Fijo • Cargo por Demanda Máxima • Cargo por Energía (1eros. 10,000 kWh) • Cargo por Energía (Sigüientes kWh de 10,0001 a 30,000) • Cargo por Energía (Sigüientes kWh de 30,0001 a 50,000) • Cargo por Energía (Sigüientes kWh en exceso de 50,001)
	Tarifa BTH: Tarifa por Bloque Horario	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo Fijo • Cargo por Demanda Máxima en Punta • Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta • Cargo por Energía en Punta • Cargo por Energía Fuera de Punta
Tarifa Gran Industria (Media y Alta Tensión)	Tarifa MTD: Tarifa Con Demanda Máxima (Media Tensión)	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo Fijo • Cargo por Demanda Máxima • Cargo por Energía
	Tarifa MTH: Tarifa por Bloque Horario (Media Tensión)	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo Fijo • Cargo por Demanda Máxima en Punta • Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta • Cargo por Energía en Punta • Cargo por Energía Fuera de Punta
	Tarifa ATD: Tarifa con Demanda Máxima (Alta tensión)	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo Fijo • Cargo por Demanda Máxima • Cargo por Energía

	Tarifa ATH: Tarifa por Bloque Horario (Alta tensión)	<ul style="list-style-type: none"> • Cargo Fijo • Cargo por Demanda Máxima en Punta • Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta • Cargo por Energía en Punta • Cargo por Energía Fuera de Punta
--	--	--

Tabla 5.10 Fuente ASEP. [24].

5.3 Penalización Por Incumplimiento A La Calidad Del Servicio

Según la SIGET en su reglamento de calidad de servicio en distribución, la incidencia del usuario en la calidad del producto se medirá a través de los índices de calidad de la distorsión armónica de corriente de carga y por el índice de flicker generado por el usuario. Una carga con características no lineales, se comporta como una fuente de corrientes armónicas.

Las armónicas producidas por el usuario deberán medirse en cada fase del punto de entrega al usuario final, sea éste en media tensión a través de sus correspondientes transformadores de potencial y corriente o en baja tensión, de acuerdo a los parámetros siguientes:

- a. Cuando la potencia registrada de la fase evaluada sea mayor o igual que 3.5 kW, se utilizarán los indicadores DATI y DAII definidos de la manera siguiente:

$$DATI = \sqrt{\sum_{i=2}^{25} \frac{I_i^2}{I_1^2}} \times 100$$

$$DAII = \frac{I_i}{I_1} \times 100$$

Donde

DATI: Distorsión armónica total de corriente.

DAII: Distorsión armónica individual de corriente.

I_i : Componente de la intensidad de corriente de la armónica de orden i.

I₁: Componente de la intensidad de corriente de la frecuencia fundamental (60 Hz).

- b. Cuando la potencia registrada de la fase evaluada sea menor que 3.5 kW, se utilizarán los indicadores **I_i** que se definen como la intensidad en amperios de la componente armónica de orden "i" de la corriente de carga.

Los indicadores y límites de la distorsión armónica de la corriente de carga originada en las instalaciones internas de un usuario final dependerán de la potencia registrada por fase en cada intervalo de la medición realizada en el punto de entrega del usuario y del orden de la armónica correspondiente y no deberán sobrepasar los límites indicados en la siguiente Tabla.

Orden de la armónica (n)	Potencia < 3.5 kW	Potencia ≥ 3.5 kW	
	Intensidad de la Componente Armónica (amperios)	Distorsión Armónica Individual de Corriente (%)	
Órdenes impares no múltiplos de 3	5	2.28	12.0
	7	1.54	8.5
	11	0.66	4.3
	13	0.42	3.0
	17	0.26	2.7
	19	0.24	1.9
	23	20	1.6
	25	0.18	1.6
	>25	4.5/n	0.2+0.8*25/n
Órdenes impares múltiplos de 3	3	4.60	16.6
	9	0.80	2.2
	15	0.30	0.6
	21	0.21	0.4
	>21	4.5/n	0.3
Órdenes pares	2	2.16	10.0
	4	0.86	2.5
	6	0.60	1.0
	8	0.46	0.8
	10	0.37	0.8
	12	0.31	0.4
	>12	3.68/n	0.3
Distorsión Armónica Total de Corriente (%)	---	20	

Tabla 5.11: Límites de distorsión armónica de la corriente de carga en media y baja tensión.

Los anteriores límites no serán aplicables a los usuarios clasificados en la categoría tarifaria de pequeña demanda, uso residencial.

Se considerará que la energía eléctrica es de mala calidad cuando en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento (5%) del empleado en las mediciones en el Período de Medición, se compruebe que la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

Índice de Flicker Generado por el Usuario:

El índice de Flicker generado por el Usuario se determina por el Índice de severidad de Flicker de corto plazo (Pst) medido en cada fase del punto de entrega del usuario final, cumpliendo con las especificaciones de la norma IEC 61000-4-15 ó la que la sustituya.

A continuación, se presentan los valores del índice de severidad de Flicker de corto plazo (Pst) que no deben ser excedidos por el Usuario:

Tabla 5.12

Carga (SI) kW	Pst
Tensión: (≤ 600 V)	
SI ≤ 20	1.00
$20 < SI \leq 30$	1.26
$30 < SI \leq 50$	1.58
SI > 50	1.86
Tensión: ($600 < V \leq 115$ kV)	
SI / Scc ≤ 0.005	0.37
$0.005 < SI / Scc \leq 0.02$	0.58
$0.02 < SI / Scc \leq 0.04$	0.74
SI / Scc > 0.04	0.80

Scc: Capacidad de corto circuito del sistema en el punto de medición del Flicker [kVA]

SI: Potencia total máxima registrada en el período de medición en kW (Carga).

Los anteriores límites no serán aplicables a los usuarios clasificados en la categoría tarifaria de pequeña demanda, uso residencial.

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento del empleado en las mediciones en el Período de Medición, se compruebe que el Flicker ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

Compensación por Distorsión de Armónicas en el Voltaje

En los casos en que el distribuidor detecte que se incumplen los límites establecidos para la distorsión armónica de tensión, e identifique que alguno/s de los usuarios que se encuentran conectados a la red de media o baja tensión afectada excede/n las tolerancias establecidas anteriormente, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento (5%) del empleado en el período de medición, y hayan transcurrido ciento ochenta (180) días calendario desde que se le/s notificó su incumplimiento sin haber solucionado el problema, deberá/n pagar al distribuidor una compensación o recargo, determinada en función a la distorsión penalizable individual de armónicas.

El cálculo del recargo o compensación del usuario hacia la distribuidora, por exceder los límites de distorsión armónica de la corriente de carga, no podrá exceder el treinta por ciento (30%) del monto promedio de las tres facturas anteriores al mes en que se efectuó la medición mediante la que se determinó el incumplimiento, en caso no se cuente al menos con tres facturas, se realizará el cálculo tomando una o dos facturas, según sea el caso. El recargo o compensación del usuario hacia la distribuidora se determinará de la manera siguiente:

$$RPIA = \min \left(0.3 * Prom3UF, FA * \sum_{k=DPIA_k \leq 1} CENS * DPIA_k^2 * E_{(k)} + FA \right. \\ \left. * \sum_{k=DPIA_k > 1} CENS * E_{(k)} \right)$$

Donde:

RPIA = Recargo a pagar por incumplimiento de los límites de distorsión armónica de la corriente de carga a aplicar al usuario que excede las tolerancias establecidas. Es la suma de las compensaciones correspondientes a la valorización de la energía consumida en condiciones inadecuadas (\$/kWh) para cada fase e intervalo de medición k, excepto en los casos que dicha suma sobrepase el treinta por ciento (30%) del término Prom3UF.

Prom3UF = Monto promedio de las tres últimas facturas del usuario, anteriores al mes en que se efectuó la medición mediante la cual se verificó el incumplimiento, en caso no se cuente al menos con tres facturas, se realizará el cálculo tomando una o dos facturas, según sea el caso.

E(k) = Energía correspondiente a cada fase e intervalo de la medición mediante la cual se verificó el incumplimiento, calculada mediante el producto de la potencia real registrada en el intervalo k y la duración del intervalo de integración expresado en horas.

DPIAK = Distorsión penalizable individual de armónicas para cada fase e intervalo de medición k.

CENS= Costo de energía no entregada con la calidad establecida (\$/kWh) es dos veces el valor vigente de los precios de la energía de la tarifa aprobada por la SIGET en que el usuario final se encuentre clasificado durante el período en el cual se efectuó la medición.

FA = Factor de ajuste

Compensación por Flicker Generado por el Usuario.

En los casos en que el distribuidor detecte que se incumple el límite del índice de severidad del efecto parpadeo (flicker), e identifique que alguno/s de los usuarios que se encuentran conectados a la red de media o baja tensión afectada excede/n el nivel de tolerancia establecido anteriormente, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento (5%) del empleado en el período de medición, y hayan transcurrido ciento ochenta (180) días calendario desde que se le/s notificó su incumplimiento sin haber solucionado el problema, deberá/n pagar al distribuidor una compensación o recargo determinada en función de la distorsión penalizable individual de flicker.

$$RPIA = \min \left(0.3 * Prom3UF, FA * \sum_{k=DPIF_k \leq 1} CENS * DPIF_k^2 * E_{(k)} + FA \right. \\ \left. * \sum_{k=DPIF_k > 1} CENS * E_{(k)} \right)$$

Donde:

RPIF = Recargo a pagar por incumplimiento de los límites de efecto parpadeo (flicker) a aplicar al usuario que excede las tolerancias establecidas. Es la suma de las compensaciones correspondientes a la valorización de la energía consumida en condiciones inadecuadas (\$/kWh) para cada fase e intervalo de medición k, excepto en los casos que dicha suma sobrepase el 30% del término Prom3UF.

Prom3UF = Monto promedio de las tres últimas facturas del usuario, anteriores al mes en que se efectuó la medición mediante la cual se verificó el incumplimiento, en caso no se cuente al menos con tres facturas, se realizará el cálculo tomando una o dos facturas, según sea el caso.

E(k) = Energía correspondiente a cada fase e intervalo de la medición mediante la cual se verificó el incumplimiento, calculada mediante el producto de la potencia real registrada en el intervalo k y la duración del intervalo de integración expresado en horas.

DPIFK = Distorsión penalizable individual de flicker para cada fase e intervalo de medición k.

CENS= Costo de energía no entregada con la calidad establecida (\$/kWh) es dos veces el valor vigente de los precios de la energía de la tarifa aprobada por la SIGET en que el usuario final se encuentre clasificado durante el período en el cual se efectuó la medición.

FA = Factor de ajuste

5.4 Subsidios en los Pliegos Tarifarios en la Región

Guatemala

Baja Tensión Simple Social

La tarifa BTSS es de carácter social, aplicada al suministro de energía eléctrica, dirigida a usuarios regulados conectados en Baja Tensión, de acuerdo con lo definido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento. Esta tarifa es subsidiada por el INDE. Su facturación está compuesta por Cargo por Consumidor (CF) y Cargo Único por Energía (CUE)
Se reconocen tres Rangos

- Se reconoce como Usuario de Tarifa Social a todo usuario que consuma entre 1 y 60 kWh en un periodo de facturación mensual de 30 días o consumo promedio diario de hasta 2 kWh.
- Se reconoce como Usuario de Tarifa Social a todo usuario que consuma entre 61 y 88 kWh en un periodo de facturación mensual de 30 días o consumo promedio diario de hasta 2.93 kWh.
- Se reconoce como Usuario de Tarifa Social a todo usuario que entre 89 y 300 kWh en un periodo de facturación mensual de 30 días o consumo promedio diario de hasta 10 kWh.

El Salvador:

El subsidio al consumo de energía eléctrica se aplicará a los usuarios residenciales de menores ingresos que en el plazo de seis meses anteriores al período de cálculo hayan tenido un consumo promedio entre uno hasta ciento cinco kilovatios hora. El análisis y resultados que surjan de este proceso se aplicarán semestralmente.

Requisitos para obtener el Subsidio Residencial:

- Servicio contratado en Tarifa Residencial.
- El consumidor deberá ser persona natural, propietario de una sola vivienda y que ésta no tenga vocación recreativa o de descanso.
- Consumo mensual en el rango de 1 a 105 kWh.
- Formar parte del listado de clientes "Candidatos a Subsidio", que proporciona mensualmente el Ministerio de Economía.

Costa Rica: No posee Subsidios en Tarifas Residenciales

Honduras:

Subsidios Directos y Cruzados

En 1994 se estableció un subsidio directo para compensar cualquier aumento de tarifas a usuarios residenciales aptos (con consumos menores de 300 kWh por mes.

El subsidio cruzado explícito incorporado a la tarifa actual no respeta los límites fijados por la Ley Marco del Subsector Eléctrico de 1994, ya que ha beneficiado a la mayoría de los usuarios residenciales, haciendo que los recargos compensatorios para las demás categorías de usuarios (es decir, comerciales e industriales) también superen los límites establecidos. Además, el subsidio generalizado y el subsidio directo pagados por el gobierno están mal focalizados y son regresivos. Los usuarios que no son pobres (es decir, aquellos que consumen más de 150 kWh/mes) han sido los más beneficiados por el subsidio cruzado.

Nicaragua

Subsidio Jubilación:

Los jubilados que consuman 150 kWh o menos en la tarifa de energía eléctrica pagarán únicamente el 50% al organismo correspondiente. Los jubilados que consuman entre 151 kWh hasta 300 kWh al mes, recibirán un subsidio sobre la tarifa de sus primeros 150 kWh de consumo, de la siguiente forma: año 2018 un 45%, 2019 un 40%, 2020 un 35%, 2021 un 30% y a partir del año 2022 un 25%. Los jubilados que consuman más de 300 kWh al mes, recibirán un subsidio sobre la tarifa de sus primeros 150 kWh de consumo, de la siguiente forma: año 2018 un 40%, 2019 un 30%, 2020 un 20%, 2021 un 10% y a partir del año 2022 se les aplicará la tarifa correspondiente".

Subsidio Comercialización:

El cargo correspondiente a comercialización, será subsidiado de la siguiente manera:

- De 0 a 100 kWh, continuará subsidiado en los mismos porcentajes establecidos a diciembre 2017.
- De 101 a 125 kWh, recibirán un subsidio del 25% en el año 2018, del 20% en el año 2019, del 15% en el año 2020, del 10% en el año 2021 y a partir del año 2022 se aplicará el cargo de comercialización correspondiente.
- De 126 a 150 kWh, recibirán un subsidio del 25% en el año 2018, del 15% en el año 2019, del 10% en el año 2020, del 5% en el año 2021 y a partir del año 2022 se aplicará el cargo de comercialización correspondiente.

Panamá

Subsidio Jubilación

Es el beneficio a los jubilados, pensionados y personas de la tercera edad, que con las modificaciones y adiciones de la Ley 18 de 1989, Ley 15 de 1992, Ley 37 de 2001 y Ley 14 de 2003, queda vigente lo siguiente:

- Descuento del 25% en la facturación del consumo mensual de energía eléctrica, hasta seiscientos kilovatios hora (600 kWh). Se aplicará la tarifa normal al excedente de esta suma.
- Se aplica a panameños o extranjeros residentes en el territorio nacional que tengan 55 años o más si son mujeres, ó 60 años o más si son varones.

Subsidio Discapacidad

El descuento se otorgará a todas las personas con discapacidad que se encuentren debidamente certificadas por la Secretaría Nacional de Discapacidad dentro del territorio nacional, de la siguiente forma:

- Descuento del 25% en la facturación de consumo mensual de energía eléctrica, hasta 600 kWh. Se aplicará la tarifa normal al excedente de esta suma.
- Este descuento será aplicado indistintamente si la persona es menor o mayor de edad. En el caso de los menores, será necesario acreditar quien es la persona responsable donde reside.

Subsidio por Consumo Básico:

La Ley 15 de 7 de febrero de 2001 establece las normas para subsidiar el consumo básico o de subsistencia de los clientes del servicio público de electricidad y dicta otras disposiciones, entre las cuales están:

- El cliente sujeto a subsidio es la persona natural que utiliza el servicio público de electricidad, en virtud de un contrato o acuerdo de suministro de energía eléctrica con una empresa de distribución, y cuyo consumo califica como consumo básico o de subsistencia.
- El consumo básico de subsistencia corresponde a un consumo de hasta cien kilovatios hora (100 kWh) en un periodo de treinta días calendario.
- El monto del subsidio es hasta 20% del valor correspondiente. Según indica la propia Ley, lo anterior es sin perjuicio de los beneficios otorgados a los pensionados, jubilados y adultos mayores, en la Ley 6 de 1987.
- El aporte para cubrir este subsidio proviene de los clientes del sector eléctrico con consumos superiores a 500 kWh al mes, por un valor hasta el 0.6% de su facturación mensual.

6. COMPARACIÓN DE LOS CARGOS EN EL SALVADOR CON C.A.

6.1 Metodología para la Compra de Energía Inyectada a la Red por Auto Productores.

Guatemala

En su pliego tarifario incluye la categoría de auto productores que el CNEE define de la siguiente manera, usuario del sistema de distribución que inyecta energía eléctrica a dicho sistema, producida por generación con fuentes de energía renovable, ubicada dentro de sus instalaciones de consumo, y que no recibe remuneración por dichos excedentes. Los auto productores se les otorga un cargo más bajo de energía, pero no se remunera la energía que inyecta a la red.

El Salvador

El auto productor no recibe ningún tipo de pago por la energía eléctrica inyectada a la red de distribución.

Cargo por Energía se calculará la energía consumida por el auto productor la cual será registrada en el canal "consumo" del medidor bidireccional y dicha energía será multiplicada por el respectivo cargo por energía autorizado para la tarifa en que se encuentre ubicado el usuario. Si durante un ciclo de facturación se presentare el caso que bajo una condición temporal y excepcional por un período de tiempo el usuario inyectare energía a la red de distribución, esta energía será reflejada como un descuento en la facturación.

Costa Rica

Según el Reglamento Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables la ARESEP será la responsable de establecer las tarifas de interconexión, acceso, cargos por potencia, actividades de gestión administrativa y técnica y cualquier otro cargo aplicable a la actividad regulada asociada a la generación distribuida para autoconsumo modalidad contractual medición neta sencilla.

Nicaragua

En Nicaragua se debe firmar un contrato de conexión en donde se establecerán los términos sobre la energía entregada, en donde puede ser compensada con la factura o bien vendida a un 20% menos de la tarifa vigente de generación. La potencia de la planta no deberá ser mayor a la potencia contratada por el cliente con la distribuidora de energía eléctrica.

Honduras

El reglamento de tarifas establecerá la metodología para establecer el pago que la Empresa Distribuidora debe realizar al Usuario Auto productor por la energía que se inyecte a su red. La tarifa que la Empresa Distribuidora pagará al Usuario Auto productor estará basada en los cargos evitados a la Empresa Distribuidora debido a la inyección que haga el Usuario Auto productor.

Panamá

Los Clientes con sus Plantas de Generación que utilicen fuentes nuevas, renovables y limpias, no podrán participar en el Mercado Ocasional ni en el Mercado de Contratos del Mercado Mayorista de Electricidad, ni vender energía a terceros.

La empresa distribuidora facturará mensualmente al cliente con uno de los métodos siguientes, aplicando los subsidios correspondientes tomando como referencia el consumo neto que resulte:

1. Cuando la medición neta mensual muestre un consumo en (kWh): se facturará el cargo fijo, la demanda leída (kW) (de tener una tarifa con demanda) y la energía (kWh) que resulte como consumo neto. El consumo neto se produce cuando los kWh consumidos por el cliente de la Red son mayores a los kWh entregados por el cliente a la red, medidos en el medidor bidireccional instalado. Los cargos que correspondan se facturarán de acuerdo con la tarifa regulada vigente y también podrán aplicar otros cargos contenidos en la tarifa vigente.

2. Cuando la medición neta mensual muestre inyección en (kWh): se facturará el cargo fijo, la demanda leída (kW) (de tener una tarifa con demanda) y la energía que resulte como inyección se acumulará como créditos de energía (kWh). La inyección se produce cuando los kWh entregados por el cliente a la red es mayor a los kWh consumidos por el cliente de la Red, medidos por el medidor bidireccional instalado. Los cargos que correspondan se facturarán de acuerdo con la tarifa.

Los excedentes no podrán comprarse ni comercializarse entre clientes ni con otros prestadores del servicio público de electricidad distintos a la empresa distribuidora a la cual está conectado. La empresa distribuidora sólo pagará hasta el 25% de la energía que se inyecte a la Red, en base a un análisis del histórico de consumo, lo cual deberá quedar consignado en el Acuerdo de Interconexión.

6.2 Costo de la Energía y su Traslado al Pliego Tarifario

El Salvador

El Salvador posee recursos hidro-energéticos, geotérmicos, fotovoltaicos y en menor cantidad biomasa. La capacidad instalada es predominantemente térmica, así como su generación (39 % y 43 % respectivamente) seguido de hidroelectricidad con un 30% aproximadamente.

En El Salvador el mercado SPOT basado en costos de producción se puede explicar de la siguiente manera, el precio de la energía lo define la unidad marginal hora a hora, en base a los costos variables asociados a los combustibles y a la remuneración de pago por potencia. Se comercializa la energía a precios variables, los que dependen de factores propios de los generadores y del sector tales como: demanda nacional, tasas de indisponibilidad, potencias máximas de cada central, etc. Recientemente en El Salvador se ha iniciado la construcción de varias plantas de generación fotovoltaica y la primera planta eólica en la región occidental, estos proyectos pretenden ayudar a disminuir los precios de la energía y ayudar al medio ambiente.

Costo de la Energía y su traslado al pliego tarifario

El Reglamento General de Electricidad de El Salvador en su Art. 90 determina como la energía comprada en el mercado SPOT debe ser trasladada al cargo de energía del pliego tarifario vigente. Esta metodología de determinar el precio de energía en base a las compras de energía en el mercado SPOT está plasmado en Capítulo 4 sección 4.3.

En El Salvador en el precio de la energía incluye 3 factores importantes

- Precio de compra de energía en el mercado SPOT, que puede ser por Energía renovables y no renovables, en El Salvador se prioriza antes la energía renovable están entra antes al mercado y con el precio más bajo, esto hace que a la hora de calcular el precio de la energía se separe por energía renovables y no renovables al sacar el precio unitario.
- Precio de compra de energía por contrato, al igual que la energía comprada en el mercado esta varia su precio dependiendo si es renovable o no, a este precio se le incluye el cobro por uso del sistema de transmisión, operación del sistema y otros servicios auxiliares.
- El precio de la potencia retirada esta potencia puede ser por contrato o potencia retirada por el distribuidor en el período de control de la capacidad firme del sistema eléctrico, conforme al balance de potencia firme efectuado la Unidad de Transacciones en el Mercado Mayorista.

Guatemala

Guatemala posee reservas de petróleo, hidroenergía, geotermia, energía solar y eólica. La capacidad instalada y la generación contienen capacidades importantes de hidroeléctrica y energía térmica.

El Mercado Mayorista de Energía Eléctrica en Guatemala es un mercado dinámico y competitivo, a manera de resumen exponemos sus principales características: Esta basado en costos variables de producción, es un mercado de contratos y se transa potencia, energía eléctrica y servicios auxiliares además tiene un mercado SPOT donde se brindan oportunidades las cuales se permite contratar el suministro eléctrico con aquella compañía que, según sus propias ofertas, resulte más atractiva para el comprador, con independencia de la zona geográfica en la que se sitúe el domicilio.

Costo de la Energía y su traslado al pliego tarifario

Según la Ley General de Electricidad de Guatemala los precios de energía y potencia en la entrada de la red de distribución de media tensión, serán los precios de energía y potencia a nivel de subtransmisión y se calcularán adicionando a los precios de la energía calculados según lo establecido en dicha ley. La energía y potencia comprada por las distribuidoras o por los grandes usuarios su precio se calcula determinando los siguientes parámetros

Para determinar el precio de energía comprada en el mercado mayorista se considera:

- Costo de la energía en el mercado mayorista o definido en contrato ya establecido.
- El bloque horario de la respectiva compra en el mercado.
- Factor de expansión de pérdidas medias de energía en el sistema de transmisión y sus sub sistemas.
- Peaje por el uso del Sistema de Transmisión por unidad de demanda de potencia.

Igualmente, para la compra de potencia, en el mercado mayorista, se consideran los mismos parámetros anteriores.

Ya con los precios de compra de energía en el mercado mayorista las distribuidoras aplican factores de ajuste a esto precios para determinar el precio por el consumo de energía para las diferentes tarifas existentes, esto factores son:

- Factores por Pérdidas de energía o potencia en baja o media tensión
- Factores de ajustes de potencia en baja o media tensión.
- Factores de ajustes de costos de energía entre tarifas.
- Factores determinados en los estudios de caracterización de la carga conectada.

Costa Rica

Costa Rica se ha destacado por tener desde hace décadas una matriz de generación renovable dominada por la hidroeléctrica además de incluir solar, eólica y geotérmica.

El país presenta una estructura de mercado verticalmente integrado tipo oligopolio en generación, monopolio en transmisión y oligopolio regional en distribución, el sector eléctrico se encuentra conformado por distintos actores con funciones en definición de políticas, regulación, generación, transporte, distribución y comercialización.

En distribución y comercialización se mantiene una estructura cerrada con ocho empresas brindadoras del servicio, las cuales compran la mayor de parte de la energía comercializada al ICE, aunque pueden también poseer plantas de generación propias (energía renovable). Las tarifas de todos estos servicios son definidas por la ARESEP con base en el principio de servicio al costo.

Costo de la Energía y su traslado al pliego tarifario

Debido que la ICE es único comprador de energía no existe un mercado en el sector eléctrico del país, así que para determinar el costo de la energía la ARESEP usa un modelo general que determina el ajuste porcentual para reconocer las fijaciones de precios en el sistema de distribución y comercialización eléctrica, entonces se determinan los siguientes componentes:

- Ingresos totales: Los ingresos totales comprenden todos los ingresos por venta de energía y otros ingresos asociados al servicio de distribución y comercialización, como lo son los ingresos por ventas de energía al servicio de alumbrado público, alquiler de transformadores y postes, devolución por canon de regulación, entre otros.
- Costos totales: Son los costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración necesarios para prestar el servicio de distribución y comercialización de la energía eléctrica. Incluye los costos por pérdidas de energía, mantenimiento y optimización del sistema de transmisión.
- Rédito para el desarrollo: Se determina con el objetivo de incentivar la reinversión de recursos y garantizar el suministro futuro del servicio eléctrico en calidad y cantidad óptima mediante la inversión en el servicio regulado.
- Periodo de aplicación: Periodo determinado para la vigencia y actualización del pliego tarifario
- Monto y ajuste tarifario. Realizado después de determinar los ingresos y costos totales que conllevaron el suministro de energía en el periodo de aplicación vigente

El modelo establece que la tarifa debe ser suficiente para generar los ingresos que permitan al operador cubrir los costos totales asociados al servicio que se regula.

En los ingresos totales van incluidos los ingresos por consumo de energía de los clientes, ese costo con lleva los siguientes parámetros

- Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios.
- Ingresos mensuales en diferentes bloques de consumo.
- Ingresos por tarifa horario.

Honduras

Los recursos energéticos de Honduras son: hidroenergía, geotermia, solar y eólico. El recurso térmico es el principal tanto en capacidad instalada como en la matriz de generación con un 38 % y 56 % respectivamente, seguido del hidroeléctrico que representa un 27 % en generación y un 26 % en capacidad instalada. Honduras es un país que no produce petróleo y su matriz energética es altamente dependiente de energéticos importados. En Honduras se tiene un dominio prácticamente al 100% de la ENEE del sector eléctrico del país, la ENEE controla la parte de transmisión y distribución.

Costo de la Energía y su traslado al pliego tarifario

En Honduras no existe un mercado en el área de distribución, si no que la ENEE provee contratos en base a la generación anual de energía con las diferentes empresas privadas en el área de generación de energía del país, debido a esto la ENEE calcula un Costo Base de Generación este se compone de la sumatoria de:

- Costo Base de Energía
- Costo Base de Potencia

El Costo Base de Energía se calculará en cada nivel de tensión y por bloques horarios para su traslado a tarifas. Los costos en cada nivel de tensión, desglosado por bloques horarios de energía se calcularán con los siguientes parámetros:

- Generación prevista para el año
- Costo total de las compras previstas de energía en contratos
- Las compras previstas de energía en el mercado de oportunidad.
- Costos marginales resultantes

El Costo Base de Potencia se calculará para su traslado a tarifas. Este se compone del costo de:

- Las compras previstas de potencia firme en contratos
- Costo estimado de los desvíos de potencia firme.

Para el traslado del costo de energía a los usuarios finales la ENEE determina ciertos factores que se le aplican a los cargos de energía y potencia estos son

- Factor de carga promedio
- Constante de proporcionalidad de relación consumo/usuarios
- Factor de pérdidas de energía
- Cargos por comercialización
- Cargos por mantenimiento y devaluación del sistema de transmisión y distribución

Nicaragua

Nicaragua posee recursos hidroeléctricos, geotérmicos, solar y eólico. Una capacidad instalada y generación predominantemente térmica, con un fuerte componente eólico.

El mercado presenta una estructura de generación abierta a la competencia incluyendo generadores públicos, privados. La transmisión se mantiene como monopolio natural de ENATREL y la mayor parte de la distribución corresponde a dos empresas con concesiones territoriales (DISNORTE y DISSUR) ambas de control privado español con un 16 % de participación estatal, además se presentan pequeños distribuidores con generación propia o compra a generadores u otros distribuidores.

Costo de la Energía y su traslado al pliego tarifario

Los costos mayoristas asociados a la adquisición de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista serán trasladados a las tarifas de distribución como costos previstos y desvíos entre costos reales y previstos, de acuerdo a los procedimientos y metodologías indicadas en este documento. Para determinar el precio de la energía dependerá a qué precio fue comprada en el mercado mayorista o si esta fue comprada por un contrato ya establecido.

El INE determinará para cada Empresa de Distribución el costo previsto de la energía, por bloque horario típico (punta, madrugada y horas restantes) definido, de acuerdo al siguiente procedimiento:

- Calculará el costo asociado a cada contrato de la Empresa de Distribución, cuyo traslado a tarifas está autorizado, valorando la energía informada por el CNDC como prevista a comprar en el bloque horario de dicho contrato, a los precios que correspondan de acuerdo a lo establecido en el contrato y en esta Normativa.
- Calculará el costo total previsto por energía del bloque horario totalizando el costo de compra de contratos para dicho bloque.

Para el traslado de los precios al pliego tarifario se consideran los siguientes aspectos

- Reflejar los costos de adquisición de energía y potencia y de servicios en el Mercado Mayorista, tal como se indican en la Normativa de Operación de Nicaragua, y los costos del Servicio Público de Distribución para el Período Tarifario, determinados bajo pautas de prudencia y eficiencia en la gestión de las empresas.
- Los costos de adquisición al Mercado Mayorista, incluyendo el servicio de transmisión de electricidad, serán valores máximos reconocidos, procurando obtener un costo razonable para los usuarios y compatible con la calidad de servicio requerida.
- El costo de distribución reconocido deberá proveer al prestador del servicio que opere en forma prudente y eficiente los recursos necesarios para cubrir los gastos de explotación de redes y de comercialización, constituir un fondo de amortización razonable de los equipos e instalaciones destinados al servicio, tributar impuestos, obtener una tasa de rentabilidad razonable comparable nacional e internacionalmente con la de actividades de riesgo similar, y solventar el costo de un nivel razonable de pérdidas eléctricas.

Parámetros del Pliego Tarifario.

Los Pliegos Tarifarios se calcularán en base a parámetros y factores que buscan una asignación justa, equitativa y eficiente de los costos de suministro a trasladar a cada grupo de consumidores en relación a su participación y responsabilidad en los mismos.

- Curvas Típicas: Para el cálculo de los parámetros se utilizarán curvas de cargas típicas de cada categoría tarifaria.
- Consumidor Típico. Se entiende por consumidor típico de cada categoría tarifaria a aquél para el cual el costo representativo de suministro y la tarifa de dicha categoría coincidan.
- Campaña de Medición. Previo a cada revisión del Pliego Tarifario, la Empresa de Distribución deberá realizar una campaña de medición con el fin de caracterizar a la demanda y determinar las curvas típicas correspondientes.
- Cargos. Las tarifas del Pliego Tarifario estarán compuestas de uno o más cargos fijos, a pagar independientemente que haya o no consumo, y uno o más cargos variables que dependerán de la energía consumida.
- Pérdidas Reconocidas. Las pérdidas reconocidas de potencia y energía representarán las pérdidas acumuladas entre el ingreso a las redes de la Empresa de Distribución y el suministro final a los consumidores, en las condiciones de eficiencia pretendida,

para incentivar a la empresa a reducir las componentes técnicas y no técnicas de las pérdidas.

Panamá

Panamá posee recursos en hidroenergía, energía solar y energía eólica. Aunque no posee reservas de hidrocarburos esta fuente representa el 34 % en capacidad instalada y el 32 % en la generación eléctrica para el 2015, siendo esta la segunda fuente por debajo de la hidroeléctrica (58 % capacidad instalada, 66 % generación).

El mercado eléctrico panameño se divide en 3 tipos, Mercado de Generación, Mercado de Contratos, y Mercado Ocasional. El mercado de generación eléctrica lo componen los generadores provenientes de fuentes de energías renovables o termoeléctricas, que están interconectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) principalmente a través del sistema de transmisión de ETESA. Al mercado de contratos corresponden las compras o ventas de energía y potencia, entre generadores, distribuidores y grandes clientes. El mercado ocasional es el mercado de energía donde se saldan las diferencias entre lo dispuesto en los contratos y la generación real de cada planta.

Costo de la Energía y su traslado al pliego tarifario

En el pliego tarifario panameño el cobro de la compra de energía en el mercado mayorista es reflejado en los costos generación que se incluye en todas las diferentes tarifas implicadas en el país estos costos de generación incluye compras de potencia, costos o ingresos por compensaciones de potencia, costos por compra de energía asociada a contratos, sobrecostos por generación obligada, costos por compras de energía en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP, costos por servicios auxiliares relacionados con la energía.

6.3 Comparación del Cargo por Distribución

País	Definición	Parámetros para determinar el Cargo
El Salvador	El cargo de distribución está incluido en los cargos del pliego tarifario de El Salvador en todas las diferentes tarifas existentes. El cargo la SIGET lo define como los costos de inversión u operación del mantenimiento de una red de energía eléctrica. Es el cobro por mejoramiento en la calidad de distribución del servicio.	<ul style="list-style-type: none"> • Costo de capital de red. <ul style="list-style-type: none"> a) Activo Bruto de Servicio (ABS). b) Activos Generales asignados a distribución. • Costos totales de operación y mantenimiento para los subsistemas de MT y BT. Esta etapa comprende el cálculo de: <ul style="list-style-type: none"> a) Costos Directos <ul style="list-style-type: none"> I. Determinación de los costos de operación y mantenimiento en BT y MT. II. Cálculo del valor esperado de compensación por falla. b) Costos Indirectos <ul style="list-style-type: none"> I. Determinación de los costos indirectos. II. Deducción de ingresos no regulados.

		III. Cálculo del costo del capital de trabajo.
Guatemala	Los cargos por distribución están incluidos en los cargos por energía y potencia en cada tarifa de Guatemala, dichos cargos se incluyen en el Agregado de Distribución (VAD), la CNEE define al VAD como el costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada.	Se calcula para las tarifas a consumidores finales de servicio de distribución el Valor Agregado de Distribución (VAD), este incluye: <ul style="list-style-type: none"> a) Costos asociados al usuario, independiente de su demanda de potencia y energía. b) Pérdidas medias de distribución, separadas en sus componentes de potencia y energía. c) Costos de capital, operación y mantenimiento asociados a la distribución, expresados por unidad de potencia suministrada.
Costa Rica	En el cargo por energía se incluye los cargos por distribución que la ICE define como, costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración, así como otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio.	<ul style="list-style-type: none"> • Costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración, así como, otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio: <ul style="list-style-type: none"> a) Gastos de operación y mantenimiento. Corresponde a los costos en que incurre la empresa para su funcionamiento y el mantenimiento de los activos de distribución, de forma que permita garantizar la sostenibilidad, continuidad y calidad del servicio regulado. b) Gastos Administrativos. Representa la proporción de los gastos de unidades o departamentos de apoyo asignados al sistema de distribución (estos se distribuyen a generación, transmisión, distribución y alumbrado público y otros servicios regulados y no regulados). c) Gastos por Gestión Productiva. Son los costos en que incurren las áreas de apoyo y soporte del sistema de distribución para el desarrollo normal de su gestión técnica y administrativa. d) Gasto por depreciación e) Gastos por pérdidas de retiros de Energía y Potencia.

<p>Honduras</p>	<p>Se incluye los costos de mantenimiento y operación del sistema de distribución definidos por la ENEE en el cargo por potencia y energía en el respectivo pliego tarifario.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Costos de inversión de las redes en el cálculo de las tarifas en forma de anualidades calculadas para cada activo con base en: <ul style="list-style-type: none"> a) La vida útil del activo, que se tomará igual a 30 años tanto para la transmisión como para la distribución. b) La tasa de actualización real fijada por la CREE. c) El valor nuevo de reemplazo del activo de que se trate. • Para la red de distribución, los costos imputables a cada producto se definen como sigue: Costos que se Imputarán a la Potencia <ul style="list-style-type: none"> a) Costo de la potencia a la entrada del módulo. b) Más costo de la pérdida de potencia en el módulo de distribución, valorada al costo unitario de la potencia a la entrada del módulo. c) Más un porcentaje de los costos de inversión y de administración, operación y mantenimiento del módulo, de la manera siguiente: <ul style="list-style-type: none"> I. Para los transformadores de alta a media tensión, el 60% II. Para las líneas de media tensión, el 75 % III. Para los transformadores de distribución y las líneas de baja tensión, el 100 % <p>Costos que se Imputarán a la Energía</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Costo de la energía de entrada al módulo en el bloque horario de que se trate. b) Costo de la energía perdida en el módulo en ese mismo bloque horario, valorada al costo unitario de la energía a la entrada del módulo en ese bloque horario. c) Complemento porcentual de los
-----------------	---	--

		costos de inversión, y de administración, operación y mantenimiento, que se cargarán a la energía de los bloques horarios de punta e intermedio en proporción de la potencia promedio en cada uno.
Nicaragua	Los cargos por energía y potencia incluyen los costos de distribución. La INE define los costos de distribución como los recursos necesarios para cubrir los gastos de explotación de redes y de comercialización, constituir un fondo de amortización razonable de los equipos e instalaciones destinados al servicio, tributar impuestos, obtener una tasa de rentabilidad razonable comparable nacional e internacionalmente con la de actividades de riesgo similar, y solventar el costo de un nivel razonable de pérdidas eléctricas.	<ul style="list-style-type: none"> • Costo reconocido de distribución: El costo de distribución reconocido (CD) deberá tener en cuenta los índices de calidad de servicio requeridos. La calidad de servicio se determinará en base a la energía probable de no ser suministrada y su valoración en cada mercado consumidor; el nivel de tensión suministrado y la calidad de la atención comercial. • Costos de Redes: Para la determinación de los costos de redes se calculará el costo medio de inversión, utilizando el Valor Nuevo de Reposición (VNR) de la red de mínimo costo adaptada a la demanda existente, en cada etapa de la red de distribución (red MT, SET MT/BT y red BT). • Costo de Reposición: A partir del costo medio de inversión se determinará el costo de capital, considerando la vida útil de las instalaciones y la tasa de descuento reconocida. • Costos de operación y mantenimiento: Los costos anuales de operación y mantenimiento de las redes incluirán los costos directos, indirectos y de estructura asignables de una empresa operando.
Panamá	La ASEP define el componente de costo por distribución debe ser estructurado a través de componentes de costos separados por conexión y uso del sistema de distribución.	<ul style="list-style-type: none"> • Los componentes de costos por conexión deben reflejar solamente los costos de operación necesarios para conectar a cada cliente individualmente al sistema principal de distribución. No incluyen ni el equipamiento de medición, ni los costos de capital de la acometida • Los componentes de costos por uso del sistema de distribución reflejan el costo de los activos del sistema principal.

		<ul style="list-style-type: none"> • Para calcular el componente de costo por uso del Sistema de Distribución se utilizará: <ul style="list-style-type: none"> a) La metodología del costo incremental promedio de largo plazo (CIPLP) para la asignación por nivel de tensión. <ul style="list-style-type: none"> I. Evaluación de la red actual, incluyendo confiabilidad. II. Estudio de la demanda por nivel de tensión a 10 años para los niveles de baja y media tensión y a 20 años para el nivel de alta tensión (115 kV y superiores), incluyendo proyección del balance de potencia. III. Estudio de costos unitarios y determinación de los costos de operación y mantenimiento y gestión del sistema de distribución. IV. Estudio de pérdidas de potencia y energía por nivel de tensión, discriminando entre técnicas y no técnicas. b) La evaluación de la coincidencia externa e interna para la asignación a cada clase de cliente, ya que el grado preciso en que cada clase de cliente compromete la capacidad del sistema principal de distribución depende de la coincidencia del pico de demanda de la clase de cliente con relación a la demanda máxima de la parte asociada (nivel de tensión)
--	--	--

Tabla 6.4 Comparación de los diferentes Cargos de Distribución en Centroamérica [4], [5], [10],[12], [14], [15].

6.4 Comparación de los Mercados de la Región

Mercados SPOT en la región

Debido a que el valor de los precios de compras de energía en el mercado mayorista en El Salvador es información confidencial y nuestras herramientas en esta investigación nos limitan a poder acceder a dicha información, solo se realizó una comparación de los modelos ocupados y sus características.

En Centroamérica solo El Salvador y Guatemala tiene incorporado en su mercado mayorista el sistema de mercado SPOT, siendo bastante parecidos ambos mercados en su funcionamiento con la diferencia que Guatemala incluye un agente extra que es el Gran Usuario, pero en general en ambos países el mercado SPOT se rigen por los mismos principios, estabilizar los precios de la energía en base a la oferta y la demanda y priorizar el uso de energías renovables. En los demás países Centroamericanos no existe el mercado SPOT en el caso de Costa Rica y Honduras un ente del estado es el encargado de comprar la energía en el área de generación y en Panamá y Nicaragua se rige más por un mercado a base de contratos y convenios entre los participantes.

Marco Comparativo de los modelos del mercado en los países de la región, sus matrices energéticas y los costos de energía en la compra de en su respectivo mercado.

País	Matriz Energética	Mercador Eléctrico Principal y sus características
El Salvador	<ul style="list-style-type: none"> • Hidro 30% • Geo 11% • Cogeneración 14% • Térmica 39% • Solar 6% 	<p>Mercado SPOT</p> <ul style="list-style-type: none"> • Comercialización de la energía a precios variables. • El precio de esta energía lo define la última unidad en inyectar energía a la red, en base a los costos variables asociados a los combustibles y a la remuneración de pago por potencia inyectada a la red. • A todas las unidades se les paga el costo marginal, aclarando que no toda la energía se paga al mismo precio pues existe energía comprometida en contratos. • Este mercado tiene un efecto estabilizador en el precio de la energía.
Guatemala	<ul style="list-style-type: none"> • Hidro 35% • Geo 1% • Eólica 2% • Cogeneración 26% • Solar 3% • Térmica 33% 	<p>Mercado Mayorista</p> <ul style="list-style-type: none"> • Basado en costos variables de producción • Cuenta con un mercado de corto plazo o spot y un mercado de contratos o Mercado a Término. • Los agentes del Mercado Mayorista son: Generadores, Distribuidores, Transportistas y Comercializadores. Además de los agentes, se definen también a los Grandes Usuarios. • Cualquier agente y gran usuario es llamado en general: Participante del Mercado Mayorista
Costa Rica	<ul style="list-style-type: none"> • Hidro 66% 	Mercado Verticalmente Integrado

	<ul style="list-style-type: none"> • Geo 6% • Eólica 11% • Cogeneración 1% • Solar 1% • Térmica 15% 	<ul style="list-style-type: none"> • ICE un comprador único y dueño de las líneas de transmisión eléctrica, monopolio en transmisión. • El ICE tiene un papel protagónico en el sector de distribución, no obstante, se han ido incorporando nuevos actores. • No existe comercialización • La ARASEP es encargada de determinar el pliego tarifario.
Honduras	<ul style="list-style-type: none"> • Hidro 26% • Geo 1% • Eólica 9% • Cogeneración 8% • Solar 18% • Térmica 38% 	<p>Mercado Verticalmente Integrado</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mercado de Contratos a Mediano y Largo Plazo en el área de generación. • Mercado de oportunidades en el área de generación donde la ENEE es el único comprador. • Generación 100% privada fuera de la ENEE • La ENEE único comprador, responsable de la operación de las redes de transmisión y distribución y con participación en Generación.
Nicaragua	<ul style="list-style-type: none"> • Hidro 10% • Geo 11% • Eólica 12% • Cogeneración 12% • Solar 1% • Térmica 54% 	<p>Mercado Competitivo de Costos Variables</p> <ul style="list-style-type: none"> • Permite la plena participación del sector privado en la generación y distribución. • El ENEL segmentado en varias empresas en concordancia con la restricción sobre la integración vertical. • La INE la responsabilidad de determinar los precios regulados. • Existen dos regímenes de precios: <ul style="list-style-type: none"> a) El Régimen de Precios Libres: Para las transacciones entre generadores, cogeneradores, auto productores, distribuidores, grandes consumidores, comercializadores, importaciones y exportaciones. b) El Régimen de Precios Regulados: Para las ventas a consumidores finales y para el transporte de energía en los sistemas de transmisión y distribución.
Panamá	<ul style="list-style-type: none"> • Hidro 52% • Eólica 8% • Solar 5% • Térmica 35% 	<p>Mercado de Generación, Contratos y Ocasional</p> <ul style="list-style-type: none"> • En el modelo de mercado panameño, las distribuidoras deben contratar la cobertura del 100% de la demanda de sus clientes regulados, la cual realizan mediante actos públicos. • En el mercado eléctrico panameño se comercializan energía y potencia firme. Este último es la potencia que un

		generador puede garantizar los 365 días del año durante las horas pico del sistema.
--	--	---

Tabla 6.5 Matriz Energética y Mercados Eléctricos Centroamericanos. Datos: CEPAL [25].

6.5 Parámetros de Compra de Energía.

Marco comparativo del costo de energía, sus factores de cálculo.

País	Parámetros para compra de energía
El Salvador	<ul style="list-style-type: none"> • Precio de compra de energía en el mercado SPOT, que puede ser por Energía renovables y no renovables. • Precio de compra de energía por contrato, al igual que la energía comprada en el mercado esta varia su precio dependiendo si es renovable o no. • El precio de la potencia retirada esta potencia puede ser por contrato o potencia retirada por el distribuidor en el período de control de la capacidad firme del sistema eléctrico
Guatemala	<ul style="list-style-type: none"> • Costo de la energía en el mercado mayorista o definido en contrato ya establecido. • El bloque horario de la respectiva compra en el mercado. • Factor de expansión de pérdidas medias de energía en el sistema de transmisión y sus sub sistemas. • Peaje por el uso del Sistema de Transmisión por unidad de demanda de potencia.
Costa Rica	<ul style="list-style-type: none"> • Ingresos totales: Los ingresos totales comprenden todos los ingresos por venta de energía y otros ingresos asociados al servicio de distribución y comercialización. • Costos totales: Son los costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración necesarios para prestar el servicio de distribución y comercialización de la energía eléctrica. • Rédito para el desarrollo: Se determina con el objetivo de incentivar la reinversión de recursos y garantizar el suministro futuro del servicio eléctrico. • Periodo de aplicación: Periodo determinado para la vigencia y actualización del pliego tarifario • Monto y ajuste tarifario. Realizado después de determinar los ingresos y costos totales que conllevaron el suministro de energía en el periodo de aplicación vigente
Honduras	<ul style="list-style-type: none"> • Costo Base de Energía <ul style="list-style-type: none"> a) Generación prevista para el año

	<ul style="list-style-type: none"> b) Costo total de las compras previstas de energía en contratos c) Las compras previstas de energía en el mercado de oportunidad. d) Costos marginales resultantes • Costo Base de Potencia <ul style="list-style-type: none"> a) Las compras previstas de potencia firme en contratos b) Costo estimado de los desvíos de potencia firme.
Nicaragua	<ul style="list-style-type: none"> • Los costos de adquisición de energía y potencia y de servicios en el Mercado Mayorista. • Los costos de adquisición al Mercado Mayorista, incluyendo el servicio de transmisión de electricidad, serán valores máximos reconocidos, procurando obtener un costo razonable para los usuarios y compatible con la calidad de servicio requerida. • El costo de distribución reconocido deberá proveer al prestador del servicio que opere en forma prudente y eficiente los recursos necesarios para cubrir los gastos de explotación de redes y de comercialización.
Panamá	<ul style="list-style-type: none"> • ETESA deberá contratar tanto la potencia, como la energía que necesiten las empresas de distribución eléctrica para el abastecimiento de sus respectivos Clientes Finales, • La contratación por parte de las empresas de distribución eléctrica a través de la gestión de ETESA debe minimizar, para los Clientes Finales, los costos de la potencia y/o energía, sin perjuicio de que la contratación asegure la disponibilidad oportuna y permanente de la energía y/o potencias necesarias • ETESA podrá gestionar, para una o varias empresas(s) de distribución eléctrica, la compra de potencia o energía o potencia y energía mediante contratos de diferentes plazos, con diferentes puntos de entrega

Tabla 6.6 Parámetros para determinar las compras de energía. Fuente: Elaboración Propia

6.6 Historial de Precios de Energía Eléctrica en El Salvador

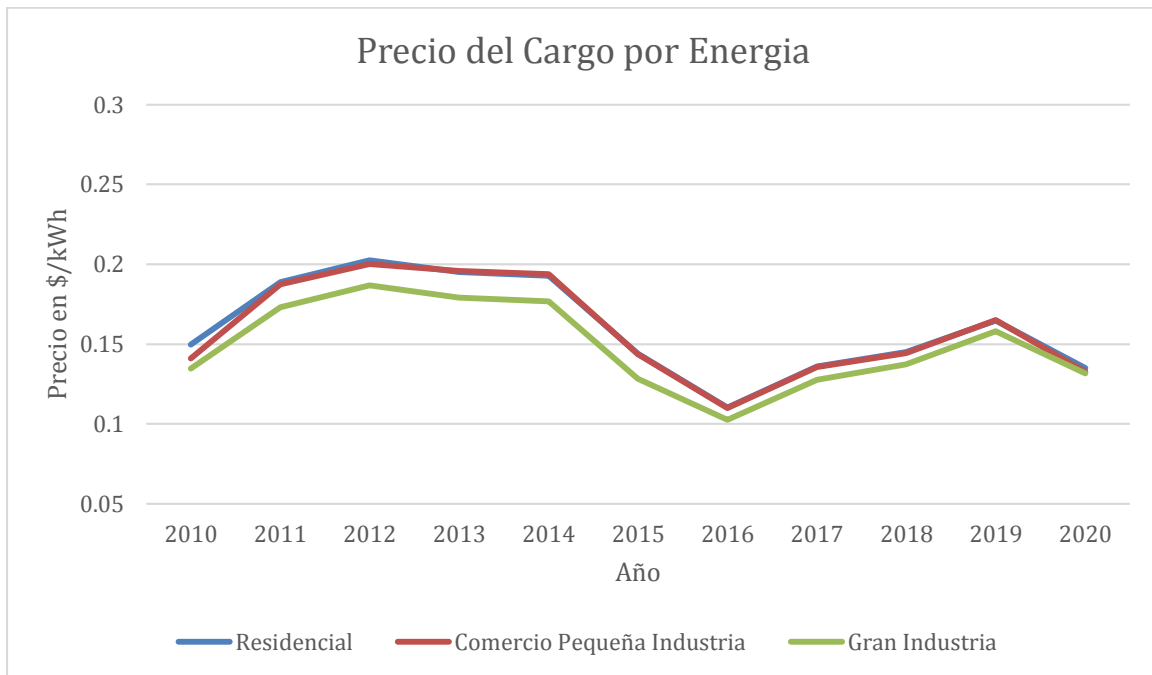


Tabla 6.7 Historial del Cargo por Energía en El Salvador 2010-2020 Datos SIGET. [2].

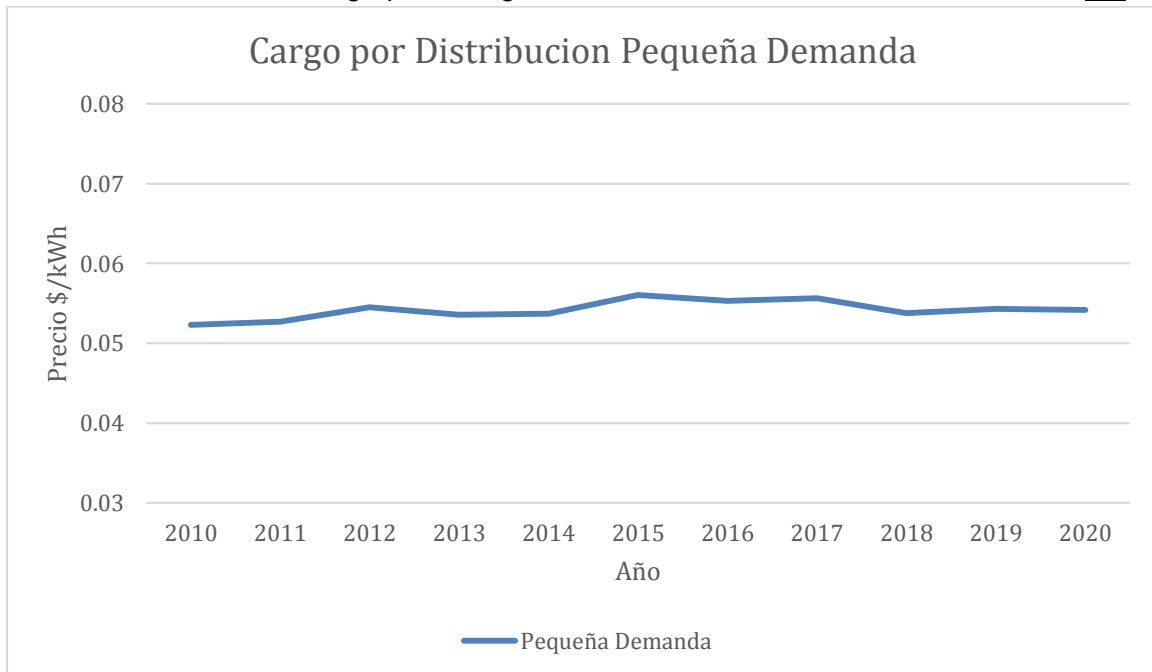


Tabla 6.8 Historial del Cargo por Distribución Pequeña Demanda en El Salvador 2010-2020 Datos SIGET [2].

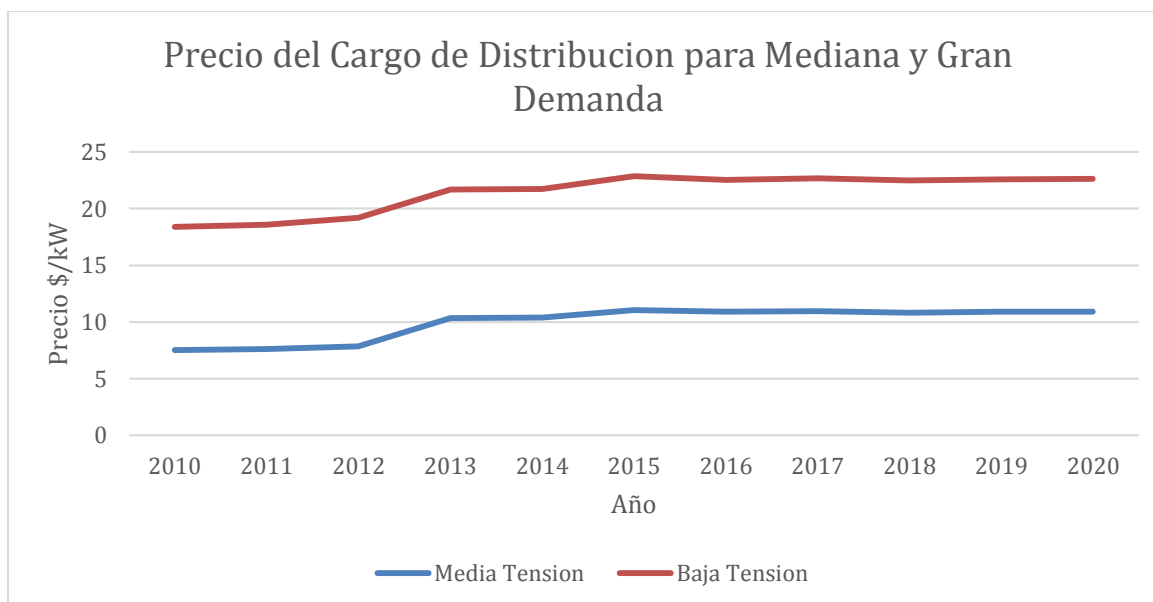


Tabla 6.9 Historial del Cargo por Distribución Mediana y Gran Demanda en El Salvador 2010-2020 Datos SIGET. [2].

Los cambios de precio de energía con el pasar del tiempo depende de 3 grandes variables, el precio del petróleo, la generación hidroeléctrica que depende de los caudales de los ríos en épocas de lluvia y la incorporación de energías alternativas renovables a la matriz energética nación. El Cargo de distribución se mantiene relativamente constante debido a que este depende de aspectos más controlables como el control y uso de las redes eléctricas de distribución, se separó el cargo de distribución debido que en pequeña demanda se cobra en base a energía y en mediana y gran demanda por potencia demandada.

6.7 Comparación del Precio de la Energía

Selección de empresas distribuidoras

Debido a que en la mayoría de países en la región hay más de una empresa en el área de distribución, se debe de seleccionar una empresa por país que mejor representa el sector de distribución de dicho país. Los datos base para la selección de empresas en este estudio son:

- Ventas físicas de energía.
- Cantidad de clientes.

País	Empresa Seleccionada	Ventas de Energía (Porcentaje del Total registrado)	Clientes Registrados (Porcentaje del Total registrado)
El Salvador	CAESS	2,203.91 GWh (41%)	599,091 (36%)
Guatemala	EEGSA	3,303,282.4 GWh (38%)	1,226,844 (38%)
Costa Rica	ICE	4,090.83 GWh (42%)	764,405 (44%)
Honduras	ENEE	6,176.35 GWh (100%)	1,732,610 (100%)
Nicaragua	Disnorte-Dissur	3,445.08 GWh (99%)	1,150,556 (99%)
Panamá	ENSA	252.760 GWh (39.51 %)	465,079 (40.84 %)

Tabla 6.10 Fuente: CEPAL [25].

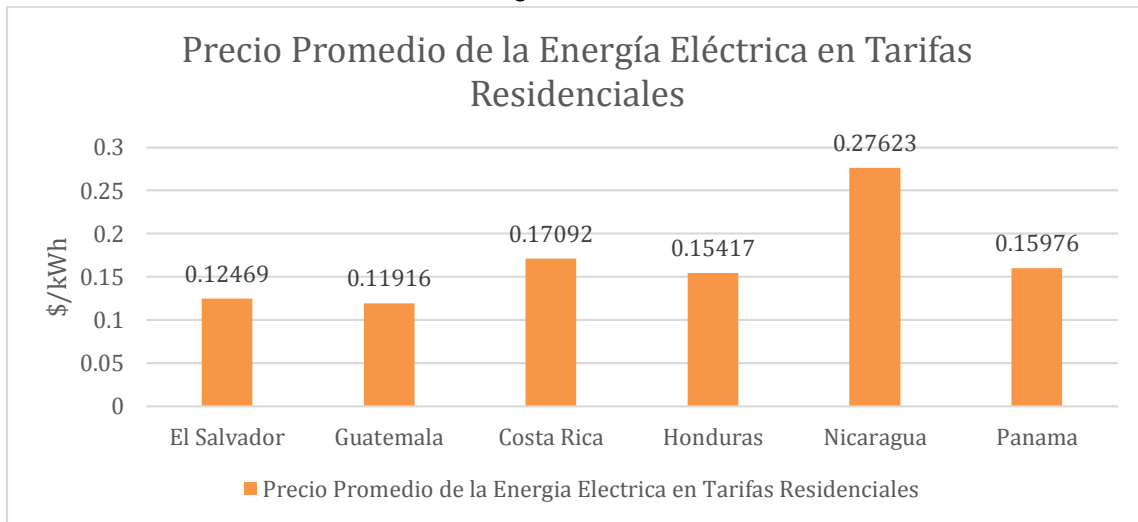
Con las empresas seleccionadas, se procede a hacer la comparación con el precio de la energía, en El Salvador existen 3 clasificaciones generales en el pliego tarifario Pequeña

Demanda, Mediana y Gran Demanda a su vez también en base a esta clasificación se ha estipulado para los demás países las siguientes clasificaciones Residencial, Comercial y Pequeña Industria y Gran Industria. Cabe destacar que los pliegos vigentes fueron tomados el 3 de agosto del 2020.

Pequeña Demanda (Residencial)

Para Tarifas Residenciales se clasifican como servicio para casas de habitación o apartamentos que sirven exclusivamente de alojamiento. En El Salvador un usuario residencial es aquel que su potencia máxima no sobrepasa los 10 kW, en los demás países de la región existe una tarifa exclusiva para residencia de todos los países se determinó un precio promedio en esta clasificación.

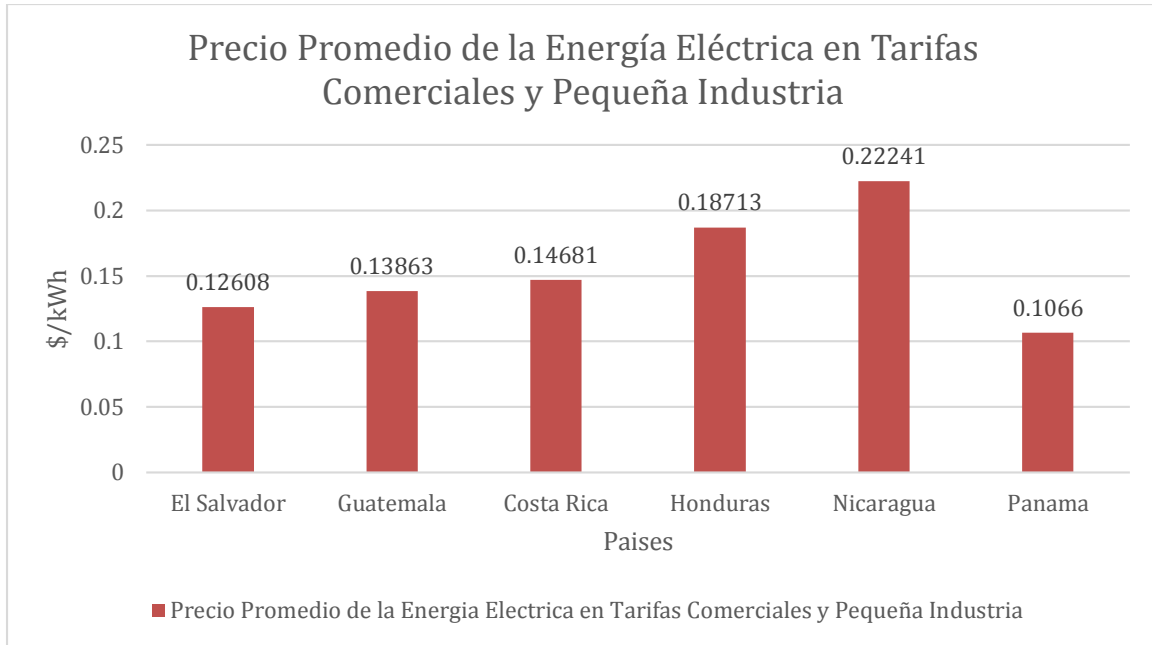
Tabla 6.11 Precio Promedio de la Energía Eléctrica en Tarifas Residenciales



Mediana Demanda (Comercial y Pequeña Industria)

En esta categoría se encuentran los comercios y pequeñas empresas que en general se encuentran conectados a la red de media tensión y consuman más que un usuario residencial pero no lo suficiente para ser considerado como gran consumidor en su respectivo país.

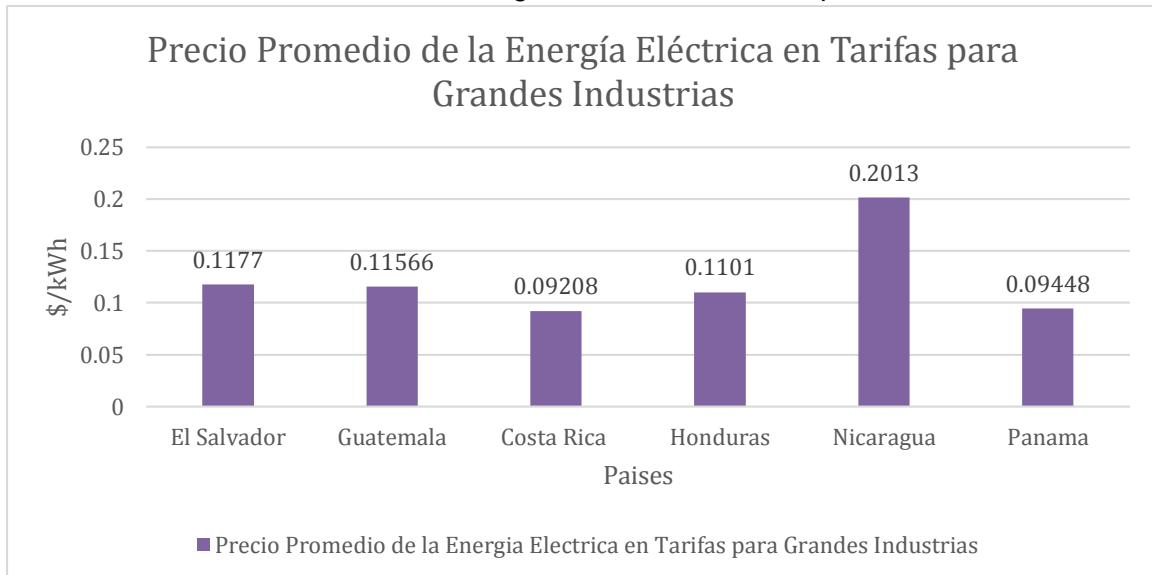
Tabla 6.12 Precio Promedio de la Energía Eléctrica en Tarifas Comerciales y Pequeña Industria



Gran Demanda (Gran Industria)

En esta categoría se encuentran los usuarios conectados a media tensión y tiene un consumo relativamente elevado en su respectivo país.

Tabla 6.13 Precio Promedio de la Energía Eléctrica en Tarifas para Grandes Industrias



6.8 Comparación del Cargo por Transmisión

País	Empresa Encargada del Sistema de Transmisión	Características

El Salvador	ETESAL	<ul style="list-style-type: none"> • El cargo por uso del sistema de transmisión se encuentra incluido en cargo por energía • El cargo se basa en el valor de Energía Inyectada en la red de Transmisión • El Cargo Contiene <ul style="list-style-type: none"> a. Costos de Operación y Mantenimiento. b. Compensación por Fallas c. Inversiones del Plan de Expansión
Guatemala	<ul style="list-style-type: none"> • EPCEE-INDE • TRELEC • DUKE Energy International Transmisión Guatemala • Redes Eléctricas de Centroamérica S. A. • Transporte de Electricidad de Occidente • Transnova • TRECSA • Empresa Propietaria de la Red 	<ul style="list-style-type: none"> • En el cargo de energía se incluyen un peaje por uso del sistema de transmisión que se define de la siguiente forma: Pago que devenga el propietario de las instalaciones de transmisión por permitir el uso de dichas instalaciones para la transportación de potencia y energía eléctrica por parte de terceros. • El peaje en el sistema principal se calcula dividiendo la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento del sistema principal, para instalaciones óptimamente dimensionadas, entre la potencia firme total conectada al sistema eléctrico correspondiente. • La anualidad de la inversión será calculada • Sobre la base del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones eléctricas del sistema de transmisión.
Costa Rica	ICE	<ul style="list-style-type: none"> • Se incluye un peaje por uso del sistema de transmisión en el cobro por energía, este cobro se determina al calcular los Costos Y Gastos Totales De Operación, Mantenimiento Y Administración • Se calcula como el producto de la tarifa vigente del sistema de transmisión por las compras estimadas en kWh que tiene que ser trasladados por la red de transmisión para el periodo en que entrará a regir la tarifa.
Honduras	ENEE	<ul style="list-style-type: none"> • La ENEE incorporará los costos de inversión de sus redes en el cálculo de las tarifas de energía

		<p>en forma de anualidades calculadas para cada activo con base en:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) La vida útil del activo, que se tomará igual a 30 años tanto para la transmisión como para la distribución. b) Tasa de actualización real fijada por la CREE c) El valor nuevo de reemplazo del activo. <ul style="list-style-type: none"> • Se incluye también en los costos de energía y potencia las pérdidas en el sistema de transmisión.
Nicaragua	ENATREL	<ul style="list-style-type: none"> • Las tarifas establecidas en los Pliegos Tarifarios de cada Empresa de Distribución se calcularán en base a los costos asociados a la compra de potencia y de energía y los costos de transmisión asociados. • Determinación de los Peajes de Transmisión. <ol style="list-style-type: none"> a) La Remuneración Anual General: La cual será igual a la anualidad de la Inversión Reconocida, considerando una vida útil de 30 años y la tasa de descuento autorizada por el INE, más los Costos Reconocidos de Operación y Mantenimiento. b) La Inversión Reconocida corresponde exclusivamente a instalaciones de transmisión en servicio. c) El valor de las instalaciones existentes.
Panamá	ETESA	<ul style="list-style-type: none"> • Sera un Costo individual aplicado por el consumo a cada usuario. • Es distinto para cada clase de cliente. Para distribuir los costos del uso del sistema de transporte entre las distintas clases de clientes se debe analizar la coincidencia interna y externa de la demanda en horas de punta de cada clase con respecto a la demanda agregada máxima en horas de punta de la distribuidora en el nivel de alta tensión.

		<ul style="list-style-type: none"> Este costo promedio incluye los costos por: <ol style="list-style-type: none"> Costos de conexión. Costos por el uso de la red de transporte.
--	--	--

Tabla 6.14 Comparación del Cargo de Transmisión en Centroamérica [26], [27], [28], [29], [30], [31].

A continuación, se muestra el valor del costo por el uso de sistema transmisión de cada país:

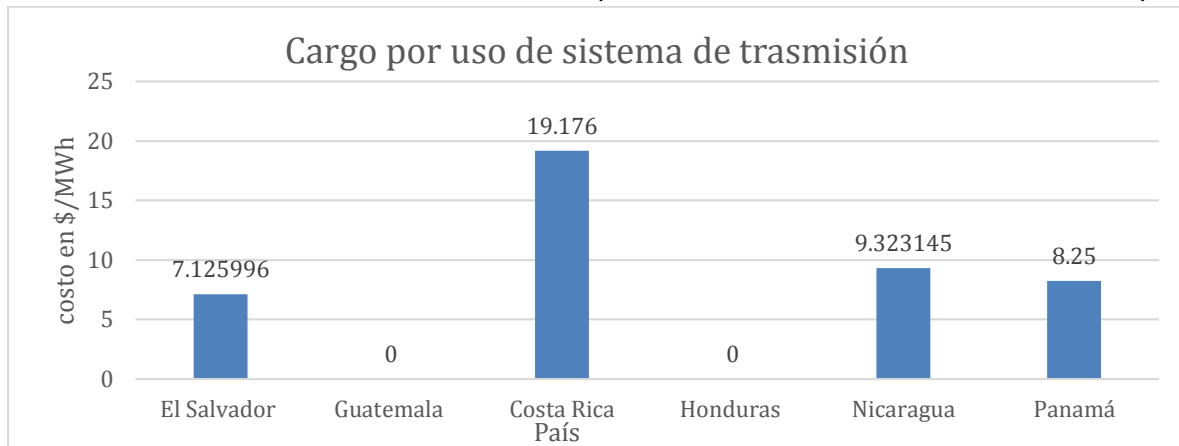


Tabla 6.15 Cargo por el uso de sistema de transmisión.

Referente a la tabla 6.12, el cargo de transmisión para honduras no está como tal si no que es la combinación entre los costos totales de transmisión y distribución, que son anexados para el cálculo del cargo de energía véase tabla 6.1.

Para Guatemala El peaje en el sistema principal se calcula dividiendo la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento del sistema principal, para instalaciones óptimamente dimensionadas, entre la potencia firme total conectada al sistema eléctrico correspondiente.

Para dar un dato numérico del peaje en Guatemala, según la Resolución CNEE 10-2019 el Peaje del Sistema Principal de Transmisión para TRANSPORTISTA ELÉCTRICA CENTROAMERICANA, SOCIEDAD ANÓNIMA -TRELEC-, en ciento cincuenta y cuatro mil doscientos cincuenta y siete dólares de los Estados Unidos de América con cincuenta centavos por año (154,257.50 US\$/año). Este Peaje incluye todos los activos pertenecientes al Sistema Principal de Transmisión del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica

Que, con ese valor, las empresas distribuidoras, emite las facturas mensuales para los usuarios finales del Servicio Eléctrico de Distribución; las cuales ya incluyen todos los cargos. Cabe destacar que el dato antes dado solo es para la empresa TRELEC, cada de las 8 empresas transmisoras tienen su propio peaje.

7. CONCLUSIONES

- a. El Salvador en comparación con los demás países centroamericanos, tiene una buena estructura tarifaria, tomando como base estructura de mercado, diversificación energética y pliego tarifario, según lo estudiado en este trabajo.
- b. Los cargos de distribución en la región centroamericana tienen 3 características en común a la hora de su elaboración buscan reflejar, los costos de mantenimiento y operación del sistema de distribución, compensación por pérdidas de energía y potencia, e inversión en expansión y mejorar la calidad del servicio.
- c. El cargo por uso del sistema de transmisión, en El Salvador, es un cálculo aparte del cobro por energía, que considera costos de operación y mantenimiento, energía inyectada anualmente, anualidades de inversión y expansión de la red. En los demás países de la región el cobro se basa en parámetros de inversión, mantenimiento, operación y energía inyectada a excepción de Guatemala que su base es la potencia firme de cada generador conectado.
- d. El precio de la energía en la región, para el momento que se realizó este trabajo de investigación, indicó que Guatemala tiene precios bajos de energía en Tarifas Residenciales, y en las Tarifas de Pequeña Industria, Comercio y Gran Industria las tarifas más bajas son en Panamá primordialmente seguido por Guatemala y Costa Rica. El Salvador tiene precios relativamente bajos y competitivos en la región.
- e. La comparación de los precios de energía solo determinó cuáles precios eran los más bajos en la región, no si dichos precios son bajos o altos dentro de la economía de sus respectivos países, para lograr determinar esto se debe hacer un estudio económico de cada país, dicha investigación económica no entra en los objetivos planteados en este trabajo de investigación.
- f. En comparación con los mercados eléctricos de la región, El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Panamá presenta un mercado competitivo con diversas empresas operando en los diferentes sectores ya sea generación, transmisión, distribución y comercialización, en el caso de Costa Rica y Honduras tenemos un mercado verticalmente integrado.
- g. Los precios de energía no dependen directamente de la estructura del mercado sino de la diversificación de la matriz energética del país, métodos de cálculo y eficiencia de los sistemas de transmisión.
- h. En El Salvador el cargo de distribución representa el costo de operación y mantenimiento de postes, acometidas, líneas de distribución, transformadores, equipos e inversiones necesarias para la mejora de la calidad y expansión de la red de distribución. Anualmente, basado en costos de operación y mantenimiento, se realizan ajustes a este cobro, el último gran ajuste que significó un incremento significativo de este cobro ocurrió en el 2013.

- i. En los diferentes países de la región se utilizan métodos distintos para calcular el pliego tarifario, pero muchos de sus parámetros son parecidos, el parámetro base en todos los países es el precio de compra de energía en el mercado o precio de generación de energía en el caso de los países que tengan un mercado verticalmente integrado.

- j. Países como Guatemala, Nicaragua, Panamá tienen varias categorías en sus pliegos tarifarios esto genera una mejor clasificación de los usuarios y tarifas más justas en base a su consumo total, horas pico de consumo, capacidad instalada etc. Países como El Salvador y Honduras poseen pliegos un poco más reducidos en cuanto a clasificación de usuarios esto hace que el pliego no se pueda ajustar adecuadamente a los consumos de los usuarios.

- k. En el área de distribución se puede inyectar energía de 3 formas, primero como usuario final con el objetivo de reducir el monto a pagar por la energía eléctrica suministrada, el segundo caso es cuando se desea comercializar la energía generada y venderla en baja o media tensión con acuerdos de cobros y peaje con el respectivo distribuidor, el tercer caso es participación en el mercado mayorista en este caso el generador debe de cumplir con estrictos requisitos técnicos y jurídicos.

- l. Si un inversionista desea iniciar un proyecto de generación eléctrica, lo primero que hay que considerar es tipo de generación y las cantidades de energía que se desean suministrar, segundo es la zona geográfica donde se va realizar la obra este punto siendo en varias situaciones más importante que el primero, en base a esto se toma la decisión si la conexión se realiza en distribución o transmisión, considerando también que los requisitos de construcción, interconexión, calidad de energía, seguridad eléctrica y jurídicos son más estrictos y rigurosos en transmisión.

Bibliografía

- [1] Consejo Nacional de Energía (CNE) *Estadística del Sistema Nacional de Energía* <http://estadisticas.cne.gob.sv/>, Consultado en línea.
- [2] Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) *Pliego Tarifario* <https://www.siget.gob.sv/tarifas-de-electricidad-2/>, Consultado en línea.
- [3] Consejo Nacional de Energía (CNE) *Estadística del Mercado Eléctrico* http://estadisticas.cne.gob.sv/?page_id=14, Consultado en Línea.
- [4] Asamblea Legislativa de la Republica de El Salvador, Decreto 843-96, *Ley General De Electricidad*, San Salvador, El Salvador, 10/10/1996.
- [5] Congreso de la República de Guatemala, Decreto No. 93-96, *Ley General de Electricidad y Reglamento Eléctrico de Guatemala*, 1996.
- [6] Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) *Pliego Tarifario* <http://www.cnee.gob.gt/Calculadora/pliegos.php>, Consultado en Línea.
- [7] Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) *Historial Matriz Energética* http://www.cnee.gob.gt/wp/?page_id=3293, Consultado en Línea.
- [8] Consejo Nacional de Energía (CNE) *Historial de Precios de la Energía Eléctrica* http://estadisticas.cne.gob.sv/?page_id=54, Consultado en Línea.
- [9] Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). *ICE Sector Electricidad y Otras Empresas Eléctricas Internacionales: Datos comparativos sobre precios y otras variables. Instituto Costarricense de Electricidad*, San José, Costa Rica, 2006.
- [10] Asamblea Legislativa Costa Rica, Decreto No. 154, *Metodología Tarifaria Ordinaria Para El Servicio De Distribución De Energía Eléctrica Brindado Por Operadores Públicos Y Cooperativas De Electrificación Rural*, San José, Costa Rica, 27/07/2015.
- [11] Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), *Tarifas Actuales*, <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/669c79e9-84c9-4682-b63b-136238ebc7e2/Tarifas+actuales.pdf?MOD=AJPERES>, Consultado en Línea.
- [12] Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), La Gaceta No. 43,012. *Reglamento Para El Cálculo De Tarifas Provisionales*, Tegucigalpa, Honduras 20/04/2016.
- [13] Consejo De Dirección Del Instituto Nicaragüense De Energía, Decreto No.14-2000, *Normativa De Tarifas*, Managua, Nicaragua, 27/06/2000.
- [14] Asamblea Nacional de Nicaragua, Decreto No.42-98, Ley No. 272 *Ley de la Industria Eléctrica*, Managua, Nicaragua, 17/06/1998.
- [15] Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP), *Reglamento De Distribución Y Comercialización y Régimen Tarifario en Distribución* https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/tarifas/07_reglamentos_normas/reglamento_distribucion_comercializacion/titulo_IV.pdf, Consultado en Línea.
- [16] Consejo Nacional de Energía (CNE) *Sector Eléctrico de El Salvador* <https://www.proesa.gob.sv/>, Consultado en Línea.
- [17] Asamblea Legislativa de la Republica de El Salvador, Decreto 404-07, *Ley De Creación Del Consejo Nacional De Energía, Tendrá Por Finalidad El Establecimiento De La Política Y Estrategia Que Promueva El Desarrollo Eficiente Del Sector Energético*, San Salvador, El Salvador, 01/10/2007.

- [18] Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), *Mercado Eléctrico Nacional*, http://www.cnee.gob.gt/wp/?page_id=242, Consultado en Línea.
- [19] Empresa de Energía de Honduras (EEH), *Sector Eléctrico*, <https://www.eeh.hn/es/sector-electrico-en-honduras-PG88>, Consultado en Línea.
- [20] Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), *Dirección Nacional De Electricidad, Agua Potable y Alcantarillado Sanitario*, https://www.asep.gob.pa/?page_id=72#:~:text=El%20Sector%20El%C3%A9ctrico%20en%20Panam%C3%A1,su%20entrega%20a%20los%20clientes, Consultado en Línea.
- [21] Consejo Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), *Resolución CNEE 146-2019, Metodología para Establecer los valores del Pliego Tarifario*, Guatemala, Guatemala, 25/06/2019.
- [22] Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), *Tarifas Vigentes ENEE*, <https://www.cree.gob.hn/tarifas-vigentes-enee/>, Consultado en Línea.
- [23] Instituto Nicaragüense de Energía (INE), *Pliegos Tarifarios*, <https://www.ine.gob.ni/index.php/pliegos-tarifarios/>, Consultado en Línea.
- [24] Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), *Tarifas del Sector Eléctrico*, https://www.asep.gob.pa/?page_id=177457, Consultado en Línea.
- [25] Comisión Económica para Latinoamérica y el Caribe (CEPAL), *Estadística del Subsector Eléctrico de los Países del Sistema de la Integración Centroamericana*, Naciones Unidas, 2017.
- [26] Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) *Cargo por Uso del Sistema de Transmisión* <https://www.siget.gob.sv/consultas>, Consultado en línea.
- [27] Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) *Peaje por Sistema de Transmisión*, http://www.cnee.gob.gt/wp/?page_id=165, Consultado en Línea.
- [28] Asamblea Legislativa Costa Rica, Decreto No. 9614, *Solicitud Tarifaria Presentada Por La Cooperativa De Electrificación Rural De Guanacaste, R.L. (Coopeguanacaste) Para El Servicio De Distribución De Energía Eléctrica*, San José, Costa Rica, 07/12/2019.
- [29] Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENETRAL), *Plan Indicativo de Expansión de la Transmisión*, <http://www.enatrel.gob.ni/>, Consultado en Línea.
- [30] Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), *Plan Estratégico Empresa Nacional de Energía Eléctrica 2011 – 2014*, <http://www.enee.hn>, Consultado en Línea.
- [31] Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA), *Pliego Tarifario 01/julio/2017 – 30/junio/2021*, <https://www.etesa.com.pa/>, Consultado en Línea.