

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**FORMULACIÓN DE UNA PROPUESTA DE NORMA SOBRE
CALIDAD EN REDES DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN EL SALVADOR**

PRESENTADO POR:

**JOSÉ MANUEL HASSIN VÁSQUEZ
DAVID RICARDO MARTÍNEZ GARCÍA
SAÚL ALEJANDRO MEMBREÑO VELA**

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:
INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, JULIO DE 2019

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR:

MSC. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO

SECRETARIO GENERAL:

MSc. CRISTOBAL HERNAN RIOS BENITEZ

FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA

DECANO:

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCON SANDOVAL

SECRETARIO:

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR:

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERON

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:
INGENIERO ELECTRICISTA

Título:

**FORMULACIÓN DE UNA PROPUESTA DE NORMA
SOBRE CALIDAD EN REDES DE TRANSMISIÓN DE
ENERGIA ELÉCTRICA EN EL SALVADOR**

Presentado por:

**JOSÉ MANUEL HASSIN VÁSQUEZ
DAVID RICARDO MARTÍNEZ GARCÍA
SAÚL ALEJANDRO MEMBREÑO VELA**

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

INGRA. ANA MARIA FIGUEROA DE MUNGUÍA

SAN SALVADOR, JULIO 2019

Trabajo de Graduación Aprobado por:

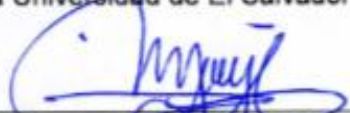
Docente Asesor:

INGRA. ANA MARIA FIGUEROA DE MUNGUÍA

ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, viernes 12 de julio de 2019, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 10:00 a.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:

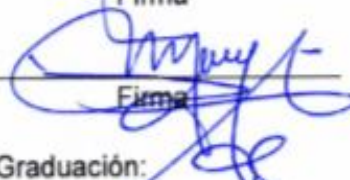
- INGRA. ANA MARÍA FIGUEROA DE MUNGUÍA
(Docente Asesor)


Firma

- MSc. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS


Firma

- ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN


Firma

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

FORMULACIÓN DE UNA PROPUESTA DE NORMA SOBRE CALIDAD EN REDES DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SALVADOR

A cargo de los Bachilleres:

- HASSIN VÁSQUEZ JOSÉ MANUEL

- MARTÍNEZ GARCÍA DAVID RICARDO

- MEMBREÑO VELA SAÚL ALEJANDRO

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final: 9.1

(Nueve punto uno)

AGRADECIMIENTOS

Doy gracias primeramente a Dios por brindarme sabiduría y fortaleza para concluir mis estudios, a mi madre por brindarme su amor incondicional, inculcarme buenos valores, apoyarme, brindarme confianza y aliento para seguir adelante, siendo ella mi fuente de inspiración para alcanzar todas mis metas.

Gracias a Federico Ramírez que ha sido como un segundo padre en mi vida brindándome su apoyo incondicional en todo momento y sus palabras de sabiduría.

A mi familia por estar siempre presente y apoyarme en cualquier circunstancia de la vida, a mis compañeros y amigos de los cuales aprendí mucho y en gran medida influyeron en este logro, a los docentes por su excelente dedicación en la formación del estudiante.

Agradecer ingeniera Ana María por brindarnos su apoyo y conocimiento en nuestra formación y en la realización de la tesis.

Siendo este un recuerdo amplio y grato en mi vida.

José Hassin

En primer lugar, deseo expresar mi agradecimiento a Dios por darme sabiduría y fortaleza para poder concluir con mis estudios universitarios, también quisiera agradecer a mi familia. Edgard Gonzalo y Alma Elizabeth mis amados padres siempre han estado brindándome sus consejos y su sabiduría para ser siempre un buen hombre en la vida. Su amor, apoyo y confianza son las cosas que me han motivado a seguir adelante y completar cualquier obstáculo que se me presenta en la vida.

Quiero agradecer también a mis hermanos ellos son las personas con quien siempre podre contar, siempre hemos vivido cosas inolvidables y tenemos muchísimas más por vivir, gracias por siempre estar presentes y apoyarme.

Gracias a todas aquellas personas que estuvieron conmigo desde el inicio, a mis amigos con quienes tengo la dicha de contar, pero en especial a Enrique Rivas y Rodrigo Palma son personas que puedo llamar hermanos, hemos pasado tantas cosas, recuerdos inolvidables, muchas gracias por estar siempre en las buenas y malas.

Finalmente agradecer a la ingeniera Ana María por brindarnos su apoyo y conocimiento en nuestra formación y en la realización de la tesis.

David Martínez

El valor que aporta la educación a la vida personal y profesional de una persona es inmensurable, la educación es el camino a seguir para superar muchas dificultades que aquejan al país. Darle la educación a una persona es una gran muestra de aprecio. Por eso, les agradezco profundamente a mis padres por el apoyo incondicional en este camino y por todos los sacrificios que les implicó asumir. Siempre fueron y siguen siendo una fuente de amor y de comprensión, de la cual me reconozco inmensamente bendecido de tener. Quiero agradecer también a mi hermano, unas veces amigo y otras incluso compañero en algunas materias, colega, chero, compañero de fórmula, por ser tantas veces ayuda y aliento.

Gracias también a todas aquellas personas que estuvieron conmigo desde el inicio, a mi banda, y algunas otras que se han ido sumando, amigos y familiares, con quienes tengo la dicha de contar.

De igual manera quiero agradecer su invaluable ayuda a la niña Reina Vides, por sus consejos, su amistad y toda su orientación. Sin duda alguna, ella es clave en el funcionamiento de la Escuela de Ingeniería Eléctrica. Así mismo, gracias a los docentes de la EIE, por compartirnos sus conocimientos y vivencias y por, de cierta manera, forjar nuestro carácter como profesionales.

Especiales gracias a la ingeniera Ana María por asesorarnos de la mejor manera, por su apoyo y esfuerzo en guiar esta tesis. Al ingeniero Calderón por su apoyo oportuno en más de alguna ocasión.

También agradecer a dos personalidades del equipo de la EIE, que son indispensables para lograr la meta, a través de los laboratorios, gracias a los señores Juancito y Posada, benefactores de la comunidad de la EIE.

Finalmente, y definitivamente no menos importante, inmensas gracias a la ASEIE-IEEE y a la comunidad de estudiantes de ingeniería eléctrica de nuestra alma mater. La calidez de la comunidad alivia el peso, cansancio y estrés que conlleva la carrera, no dudo que la calidad de personas con las que contamos, nos permitirá crecer como profesionales éticos y capaces, que sepan responder a las necesidades ingenieriles del país. Larga vida a la ASEIE.

Gracias a Dios.

Saúl Vela

INDICE

I.	INTRODUCCIÓN	13
II.	OBJETIVOS	14
III.	REFERENCIAS TEÓRICAS.....	15
3.1.	Calidad de energía eléctrica.....	15
3.1.1.	¿Qué es calidad de energía eléctrica?.....	15
3.1.2.	Aspectos generales.	15
3.2.	Marco teórico acerca de la calidad de energía eléctrica.	17
3.2.1.	Cargas lineales.....	17
3.2.2.	Cargas no lineales.....	17
3.2.3.	Perturbaciones en los sistemas eléctricos de potencia.	18
3.2.3.1.	Transitorio.	20
3.2.3.2.	Transitorio Impulsivo.....	20
3.2.3.3.	Transitorio Oscilatorio.....	21
3.2.3.4.	Variaciones de Corta duración.....	22
3.2.3.5.	Interrupciones.....	22
3.2.3.6.	Depresión de Tensión (Sag).....	23
3.2.3.7.	Salto de Tensión (swell).	24
3.2.3.8.	Variaciones de larga duración.	25
3.2.3.9.	Interrupción sostenida.	25
3.2.3.10.	Subtensión.	25
3.2.3.11.	Sobretensión	25
3.2.3.12.	Desequilibrio de Tensión.	26
3.2.3.13.	Distorsión de la forma de onda.	27
3.2.3.14.	Armónicos.	27
3.2.3.15.	Corte.	28
3.2.3.16.	Ruido.....	29
3.2.3.17.	Fluctuaciones de Tensión (Flickers).	29
3.3.	Confiabilidad	29
IV.	OPERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DE EL SALVADOR.....	32
4.1.	Sector eléctrico de El Salvador	32
4.1.1.	Generación.....	33
4.1.1.1.	Generación hidroeléctrica.....	34
4.1.1.2.	Generación térmica.	34
4.1.1.3.	Generación de Energía por Biomasa.....	35
4.1.1.4.	Generación de Energía Geotérmica.	36
4.1.2.	Distribución.....	36
4.1.3.	Transmisión.....	38
4.2.	Calidad de energía en sistema de transmisión de El Salvador	44
4.2.1.	Parámetros utilizados para medir la calidad.....	44

4.2.1.1.	Calidad del Producto Técnico	44
4.2.1.2.	Calidad del Servicio Técnico.....	45
V.	VARIABLES DE CALIDAD DE ENERGÍA EN EL ROBCP.....	45
5.1.	ROBCP	45
5.1.1.	Calidad según el ROBCP	46
5.1.1.1.	Regulación de Frecuencia.....	47
5.1.1.2.	Regulación de Voltaje.....	47
5.1.1.3.	Contenido armónico.....	48
5.1.1.4.	Fluctuaciones de voltaje.....	50
5.2.	Criterios de Confiabilidad según el ROBCP.....	50
VI.	INVESTIGACIÓN DE CALIDAD DE SERVICIOS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA REGIÓN CENTROAMERICANA.....	52
6.1.	Norma técnica del servicio de transporte y sanciones (NTCSTS, Guatemala): 53	
6.1.1.	Sector eléctrico guatemalteco.....	54
6.1.2.	Matriz energética de Guatemala.....	55
6.1.3.	Calidad de producto técnico en el sistema de transporte de energía guatemalteco	56
6.1.4.	Calidad del servicio técnico en el sistema de transmisión guatemalteco	62
6.2.	Calidad en el Servicio de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica (AR- NTGT, Costa Rica) y calidad de la Continuidad del Suministro Eléctrico (AR-NTCSE, Costa Rica).....	63
6.2.1.	Sector eléctrico costarricense:.....	64
6.2.2.	Matriz energética costarricense:	65
6.2.3.	Calidad de servicio técnico en el sistema de transporte de energía Costarricense.	67
6.3.	Reglamento de transmisión (Panamá)	70
6.3.1.	Matriz energética y demanda máxima de energía eléctrica de Panamá	71
6.3.2.	Calidad de producto técnico en el sistema de transporte de energía Panameño.....	72
6.3.3.	Calidad de servicio técnico en el sistema de transporte de energía Panameño.....	74
6.4.	Tabla comparativa de parámetros de calidad entre normativas en la región de Centroamérica.....	75
VII.	PROPUESTA DE NORMATIVA PARA EL SALVADOR.....	78
1.	Disposiciones Generales.....	78
1.1.	Definiciones.....	78
1.2.	Objetivo y Alcance.....	78
2.	Sistema de control y obligaciones	79
2.1.	Sistema de medición y control de calidad.....	79
2.2.	Derecho y obligaciones de la empresa Transmisora.....	80

2.3.	Derecho y obligaciones de los participantes conectados al sistema de transmisión.	80
3.	Calidad de Producto Técnico.	80
3.1.	Generalidades.....	80
3.2.	Regulación de Tensión.....	81
3.3.	Distorsión armónica de la Tensión.	82
3.4.	Flicker en la Tensión.	83
4.	Incidencia en la calidad de Producto Técnico por los participantes de la red de transmisión.....	84
4.1.	Desbalance de corriente.	84
4.2.	Distorsión armónica de la corriente de carga por los participantes.	84
4.3.	Flicker de los participantes.....	86
5.	Calidad de Servicio Técnico.	86
5.1.	Generalidades.....	86
5.2.	Indisponibilidad forzada de líneas de transmisión.	87
5.3.	Indisponibilidad programada	88
5.4.	Duración promedio de interrupciones de la red.	88
5.5.	Frecuencia promedio de interrupciones abandono.....	88
5.6.	Frecuencia de interrupciones momentáneas.....	89
5.7.	Frecuencia mensual de interrupción momentánea.....	89
5.8.	Duración acumulada de interrupciones.	90
5.9.	Frecuencia de Interrupciones.....	90
VIII.	CONCLUSIONES	91
IX.	RECOMENDACIONES	92
X.	BIBLIOGRAFÍA	93
X.1.	ANEXOS.....	94

TABLA DE FIGURAS:

Figura 1:	Ejemplo de carga lineal.....	17
Figura 2:	Comportamiento de carga no lineal, Diodo	18
Figura 3:	Ejemplo de transitorio impulsivo por rayo.....	20
Figura 4:	Ejemplo de espectro de transitorio oscilatorio	21
Figura 5:	Ejemplo de Interrupción por falla de un recloser.	22
Figura 6:	Ejemplo de sag causado por una falla de línea a tierra.....	23
Figura 7:	Swell instantáneo causado por una falla de línea a tierra.....	24
Figura 8:	Ejemplo de desbalance de tensión de un comedor residencial.	26
Figura 9:	Ejemplo de la distorsión armónica.	27
Figura 10:	Efecto del corte en una señal sinusoidal	28
Figura 11:	Función de costo de la confiabilidad.	31
Figura 12:	Jerarquía del sector eléctrico de El Salvador.	33
Figura 13:	Sectores pertinentes de empresas distribuidoras en El Salvador.....	37

Figura 14: Sistema de transmisión de El Salvador.....	39
Figura 15: Energía no servida en los últimos 5 años.....	40
Figura 16: Perdidas de transmisión en 5 años	40
Figura 17: Grafica de interrupciones en líneas de transmisión en los últimos 5 años..	42
Figura 18: Número de veces que la línea ha sido interrumpidas.	42
Figura 19: Grafica comparativa de interrupciones en líneas de transmisión últimos 5 años.....	43
Figura 20: Sistema eléctrico de Guatemala.	55
Figura 21: Matriz energética de Costa Rica	65
Figura 22: Evolución de la generación neta eléctrica 2004-2010.	65
Figura 23: Matriz Energética de Panamá.	71
Figura 24: Demanda Energética.	71
Figura 25: Resumen de la matriz energética de Centroamérica.....	75

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 : Categorías de Perturbaciones Eléctricas	19
Tabla 2: Formulas para confiabilidad según la IEEE Std 493-2007.....	31
Tabla 3.: Empresas del sector de generación hidroeléctrica en El Salvador.	34
Tabla 4.: Empresas del sector de generación térmica en El Salvador.....	35
Tabla 5: Empresas del sector de generación a partir de biomasa en El Salvador.	36
Tabla 6. - Ubicación de empresa LaGeo del sector de Generación Geotermia en El Salvador.	36
Tabla 7: Conexiones del sistema de transmisión de El Salvador.	38
Tabla 8: Resumen de 5 años de ENS y pérdidas de Transmisión.....	39
Tabla 9: Interrupciones asociadas a líneas de transmisión.	41
Tabla 10: Número de Veces que se interrumpen las líneas de transmisión en el país.42	42
Tabla 11: Tipos de interrupciones en líneas de transmisión.....	43
Tabla 12: Niveles de voltaje superior o igual a 115KV.	48
Tabla 13: Niveles de voltaje inferior a 115KV.....	49
Tabla 14: Porcentaje máximo, en puntos de interconexión.	49
Tabla 15: Resumen de Indicadores de Calidad según ROBCP	50
Tabla 16: Tipos de métodos probabilísticos para medir la confiabilidad.....	51
Tabla 17: Actividades y Organizaciones del sector eléctrico de C.R.	64
Tabla 18: Consumo y distribución de energía de usuarios en 2010	65
Tabla 19: Clasificación de interrupciones por duración.	67
Tabla 20: Clasificación de interrupciones por su origen.	67
Tabla 21: Clasificación de interrupciones por ubicación topológica.....	68
Tabla 22: Niveles de tensión en condiciones normales (Panamá)	72
Tabla 23: Niveles de voltaje en condiciones de emergencia (Panamá).....	72
Tabla 24: Horario de Duración de su normativa (Panamá)	73
Tabla 25: Rangos de Efecto de parpadeo.....	73
Tabla 26: Tiempos de utilización de los parámetros de servicio técnico (Panamá)	75
Tabla 27:Tolerancias propuestas para el DATT.	83
Tabla 28: Tolerancias para DATI	86
Tabla 29: Tolerancias para el Flicker.	86

I. INTRODUCCIÓN

Es innegable el carácter esencial de la energía eléctrica en las sociedades modernas. No cuesta trabajo imaginar el efecto que provocaría una falla en el suministro de energía eléctrica de los semáforos de la ciudad en hora pico o las pérdidas que presentaría una industria conectada directamente en el sistema de transporte de energía eléctrica. La confiabilidad y la calidad del producto técnico son factores de vital importancia, y que garantizan el funcionamiento normal de la vida cotidiana y de todas las cargas aguas abajo. Esta investigación tiene como propósito formular una propuesta de norma sobre calidad en redes de transmisión (transporte) de energía eléctrica en El Salvador. De este modo, todo el planteamiento y desarrollo de esta tesis de investigación se fundamenta en la necesidad o carencia del sector eléctrico nacional de una normativa que rija los aspectos fundamentales de calidad de producto y servicio técnico de la energía referente al transporte o transmisión de la energía eléctrica en el país, estableciendo parámetros y límites de éstos, que permitan medir cabalmente la calidad. En los capítulos subsiguientes se presenta el marco conceptual mínimo que sirva de guía para una mejor comprensión tanto de normas de calidad de transporte de energía internacionales como la propia planteada al final de este trabajo de investigación. En el siguiente capítulo, se presenta el sistema eléctrico nacional, con su marco institucional, funciones de cada entidad, un listado de los participantes del mercado mayorista nacional y, finalmente, el transportista, al cual regirá la normativa en cuestión. En un capítulo posterior, se realiza un resumen y análisis de los parámetros establecidos por el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP) en su anexo 12: "Normas de calidad y seguridad operativas" los cuales son de especial interés para la normativa. Posteriormente, se presenta una recopilación de normas internacionales que competen a la temática, y se contrastan mediante una tabla comparativa. Se finaliza presentando una propuesta de normativa de calidad para el sistema de transporte de energía eléctrica. Los puntos más importantes a regular son los de la calidad del producto y servicio técnico. La normativa se divide en capítulos, y estos a su vez en artículos. Se obvió la imposición de sanciones por incumplimiento, ya que se sale del alcance del trabajo de graduación y que requiere un estudio más exhaustivo.

II. OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL:

- Formular una propuesta de normativa que establezca todos los índices que sean necesarios para calificar la calidad de la energía eléctrica en el sistema nacional de transporte de la misma, enfocándose en la calidad del producto técnico y la de servicio técnico.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- Realizar una investigación sobre las normas que rigen los aspectos relacionados a la calidad en un sistema de transporte de energía eléctrica.
- Investigar y contrastar las normativas aplicadas a la calidad de los sistemas de transporte de energía eléctrica en la región centroamericana.
- Que los criterios vertidos sobre calidad de redes de transmisión supongan una base teórica para investigaciones posteriores en la temática.

III. REFERENCIAS TEÓRICAS

3.1. Calidad de energía eléctrica.

3.1.1. ¿Qué es calidad de energía eléctrica?

El garantizar la calidad de la energía eléctrica (en adelante, CEE) representa una prioridad para las empresas de servicios y demás empresas del sector eléctrico, no obstante, debido a la variedad de acepciones que presenta, es preciso delimitarlo dado el uso extensivo de dicho término en este documento.

- A. “Características de la electricidad en un punto dado de una red de energía eléctrica, evaluadas con relación a un conjunto de parámetros técnicos de referencia.”¹

- B. “El concepto de equipos sensibles conectados y aterrizados de una manera que tenga un funcionamiento adecuado.”²

La primera definición, propuesta por la norma IEC6100-4-30, se adoptará para efectos de la norma en cuestión. Esto dado que el enfoque corresponde con el de la CEE aplicado a la calidad del servicio técnico, cuyo fin es que el abonado espera obtener del proveedor (empresa distribuidora o de transmisión) un suministro con tensiones equilibradas, sinusoidales de amplitud y frecuencia constantes. Este servicio debe contar con buena confiabilidad, costos viables, funcionamiento adecuado y seguro, de tal manera que los equipos y procesos operen sin afectar el bienestar y el ambiente de las personas.

3.1.2. Aspectos generales.

La competitividad de los mercados y el crecimiento de la industria nacional requieren que incremente también la CEE. Los equipos industriales presentan componentes de electrónica sensible, el daño a estos equipos es inexorable

¹ IEC61000-4-30

² IEEE STD 1159-1995

cuando estos se someten a una mala CEE. La CEE se ha visto afectada dada la diversificación de cargas que los usuarios conectan a la red, cambios como:

- Aumento en los equipos de electrónica sensible a nivel residencial, comercial e industrial. Los componentes como los microprocesadores modernos, requieren de niveles de tensión y energía menores, reduciendo el consumo de potencia.
- La electrónica de potencia ha producido una generación de dispositivos de alta capacidad y de bajo costo, lo que ha extendido su utilización. Pero todo equipo de electrónica de potencia es sensible a las variaciones rápidas del voltaje. Estos equipos generan distorsión armónica y bajo ciertas condiciones pueden deteriorar la magnitud y forma de onda del voltaje suministrado.
- Mientras que estos cambios dramáticos se están dando en las cargas, las empresas eléctricas y los clientes industriales continúan aplicando capacitores para corregir el factor de potencia, para controlar el voltaje y reducir el flujo de reactivos. Estos capacitores influyen en los muchos tipos de problemas de calidad de la energía, ya que son la puerta para corrientes de alta frecuencia y pueden mejorar o agravar la situación significativamente al incrementar los niveles de armónicas, dependiendo de los parámetros del sistema.

En este documento se centra la atención en los estudios y normas realizadas por las siguientes organizaciones técnicas:

- IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers)
- IEC (International Electrotechnical Commission)
- CENELEC (Comité Européen de Normalisation Electrotechnique)
- NEMA (National Electrical Manufacturers Association)

En los últimos años han desarrollado estándares, métodos de medición y construcción de equipos de medición de calidad de energía, perfeccionándolos cada vez más. Con el paso del tiempo hay una mayor concientización del sector

industrial por prestar atención a los problemas de sus instalaciones eléctricas, así como de monitorear y regular el suministro de energía, tomando en cuenta las normativas emitidas por las instituciones rectoras del sistema eléctrico en el país, ya que existen penalizaciones ante incumplimientos de ciertas regulaciones.

3.2. Marco teórico acerca de la calidad de energía eléctrica.

3.2.1. Cargas lineales.

Una carga lineal es aquella en la que la forma de onda de la corriente es idéntica a la de voltaje. Este tipo de cargas pueden presentar un desfase entre sí, debido al comportamiento eléctrico del capacitor I_c (corriente en adelanto) y el comportamiento eléctrico del inductor I_L (corriente en atraso), como se puede ver en la figura 1, si la carga fuese capacitiva o inductiva.

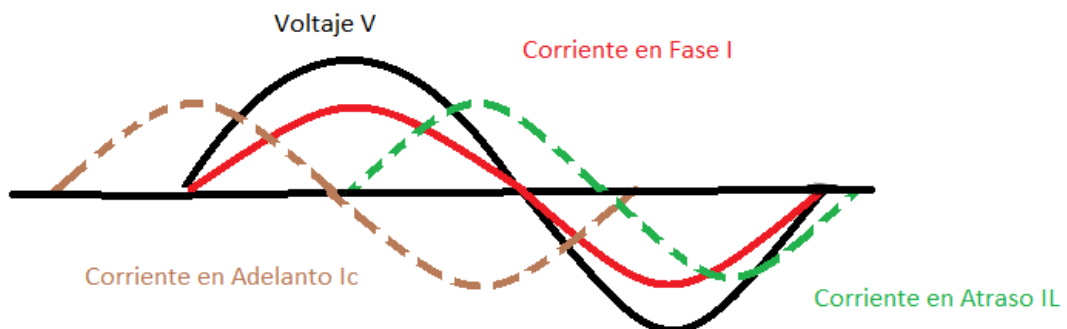


Figura 1: Ejemplo de carga lineal

Una onda de voltaje que alimenta una carga lineal no presenta distorsión, debido a la naturaleza lineal de las cargas.

3.2.2. Cargas no lineales.

Una carga no lineal produce distorsiones en la onda senoidal del voltaje debido a los armónicos que se producen. Cada armónica presenta una componente de distinta amplitud, las cuales se suman a la onda de voltaje, afectando su naturaleza senoidal, como en el ejemplo de los diodos, cuyo comportamiento no lineal se ilustra en la figura 2.

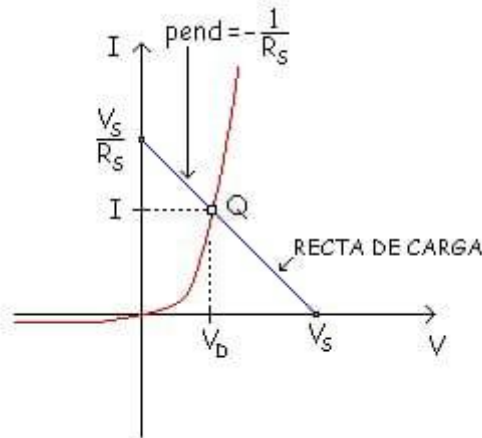


Figura 2: Comportamiento de carga no lineal, Diodo

Fuente: www.comohacerturobot.com.

Entre los efectos indeseables causados por las cargas no lineales en los sistemas eléctricos se pueden listar:

- Distorsión de voltaje en el sistema eléctrico
- Altos niveles de voltaje de neutro a tierra.
- Calentamiento, envejecimiento prematuro y destrucción de condensadores.
- Sobrecalentamiento y pérdidas de aislamiento térmico (efectos Joule)
- Aumento de pérdidas magnéticas (por histéresis)
- Penalizaciones tarifarias debido al bajo factor de potencia.

3.2.3. Perturbaciones en los sistemas eléctricos de potencia.

En los sistemas eléctricos existen varias perturbaciones, estas están agrupadas en la tabla 1.1, esta tabla fue obtenida de la normativa IEEE Std 1159-1995.

Categorías	Duración típica	Magnitud típica del voltaje
Transitorio	--	--
Transitorio Impulsivo	<50ns	--

	50ns-1ms	--
	>1ms	--
Transitorio Oscilatorio	0.3-50ms	0-4pu
	20us	8-8pu
	5us	0-4pu
Variaciones de Corta duración	--	--
Interrupciones	0.5ciclos , 3s	<0.1pu
Depresión de Tensión(Sag)	30 ciclos, 3s	0.1-0.9pu
Salto de Tensión(Swell)	30 ciclos. 3s	1.1-1.4pu
Variaciones de larga duración	--	--
Interrupción sostenida	>1min	0.0pu
Subtensión	>1min	0.8-0.9pu
Sobretensión	>1min	1.1-1.2pu
Desequilibrio de Tensión	Estado estable	0.5-2%
Distorsión de la forma de onda	--	--
Armónicos	Estado estable	0-20%
Corte	Estado estable	--
Ruido	Estado estable	0-1%
Fluctuaciones de Tensión(Flickers)	Intermitente	0.-7%

Tabla 1 : Categorías de Perturbaciones Eléctricas

La definición de cada una de las perturbaciones es de interés para el desarrollo de la norma en cuestión, por lo que se han adoptado las siguientes definiciones de la norma IEEE Std1159-1995:

3.2.3.1. Transitorio.

El término transitorio caracteriza aquellos eventos indeseables en los sistemas que son de naturaleza momentánea, estos transitorios tienen dos categorías: impulsivos y oscilatorios.

3.2.3.2. Transitorio Impulsivo.

Un transitorio impulsivo no provoca alteraciones en las condiciones de estado estable de la tensión o corriente, su polaridad es unidireccional, esto es, positivo o negativo. Debido a la falta de frecuencia un transitorio impulsivo es atenuado rápidamente al recorrer la resistencia presente de los componentes del sistema, por lo cual no se propaga muy lejos del lugar de origen. La causa más común de los transitorios impulsivos es de origen atmosférico. En la figura 3 se muestra un ejemplo de un transitorio impulsivo de origen atmosférico (rayo).

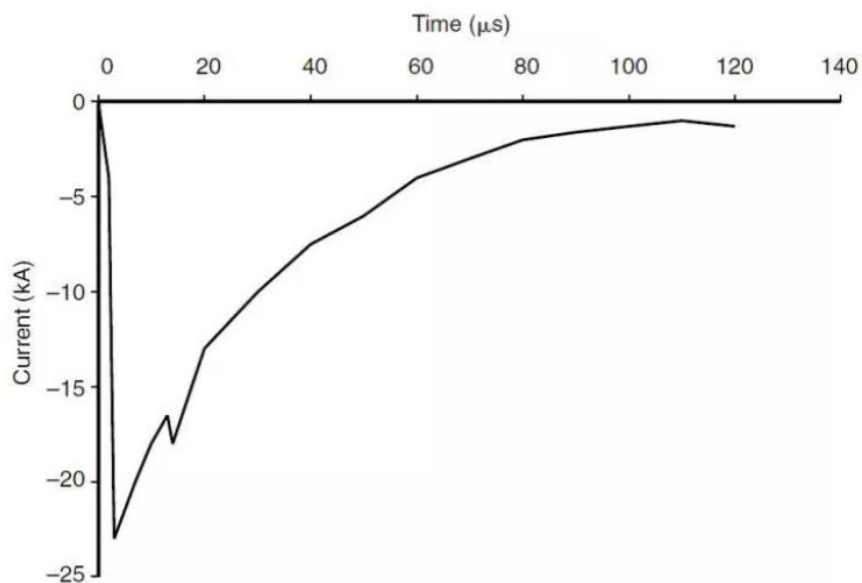


Figura 3: Ejemplo de transitorio impulsivo por rayo.

Fuente: IEEE Std 1159-1995.

3.2.3.3. Transitorio Oscilatorio.

Un transitorio oscilatorio consiste de las variaciones de tensión y corriente, cuyos valores instantáneos cambian de polaridad rápidamente. Casi siempre son resultado de modificaciones de las configuraciones de sistemas (maniobras en líneas de transmisión, enclavamientos de bancos de capacitores). En la figura 4 se muestra una forma característica de un transitorio oscilatorio.

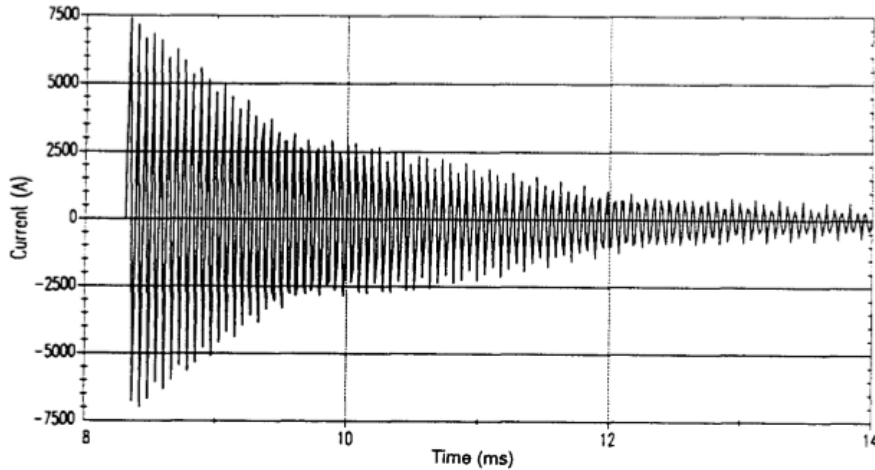


Figura 4: Ejemplo de espectro de transitorio oscilatorio

Fuente: IEEE Std 1159-1995.

Al igual que el transitorio impulsivo, el transitorio oscilatorio causa daños en equipos de electrónica sensible que no cuenta con protección contra este tipo de perturbaciones.

3.2.3.4. Variaciones de Corta duración.

Generalmente las variaciones de tensión de corta duración son generadas por fallas de un sistema eléctrico o al momento de energizar grandes cargas. Otro factor importante es la localización de la falla y condiciones de operación del sistema eléctrico para que pueda ocasionar una elevación de tensión (swell), depresión de tensión (sag) o una interrupción.

3.2.3.5. Interrupciones.

Las interrupciones se caracterizan por ser un decremento de la tensión de alimentación a un valor menor que 0.1 [p.u] por un periodo de tiempo que no exceda un minuto. Generalmente las interrupciones pueden ser resultado de fallas en el sistema eléctrico, fallas de los equipos y el mal funcionamiento de los sistemas de control.

Las interrupciones son medidas por su duración, ya que su magnitud en el voltaje es menos del 10% del voltaje nominal. De modo general, las interrupciones casi siempre causan daños o malfuncionamiento de los sistemas de electrónica sensible. En la figura 5 se muestra una forma típica de una interrupción.

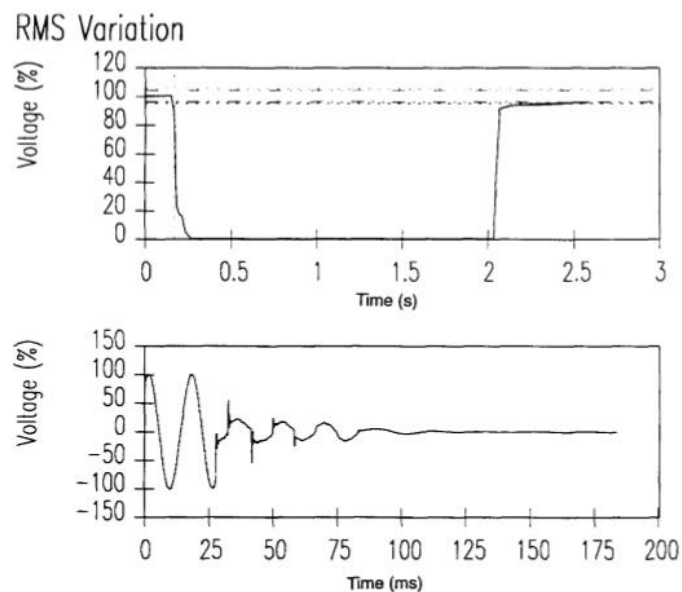


Figura 5: Ejemplo de Interrupción por falla de un recloser.

Fuete: IEEE Std 1159 1995.

3.2.3.6. Depresión de Tensión (Sag).

La terminología usada para describir la magnitud del voltaje del sag es muy a menudo confusa, el uso recomendado es “un sag del 20%”, el cual significa que el voltaje de la línea se reduce en un 20% de su valor normal. Esto equivale a la reducción momentánea del valor eficaz de la tensión al orden de 0.1 a 0.9 [p.u], con duración de 30 ciclos de 3 s.

Los sags están asociados a fallas de sistema, pero también son producidos por entradas de cargas grandes al sistema o arranques de motores grandes. En la figura 6 se muestran las curvas características de un sag.

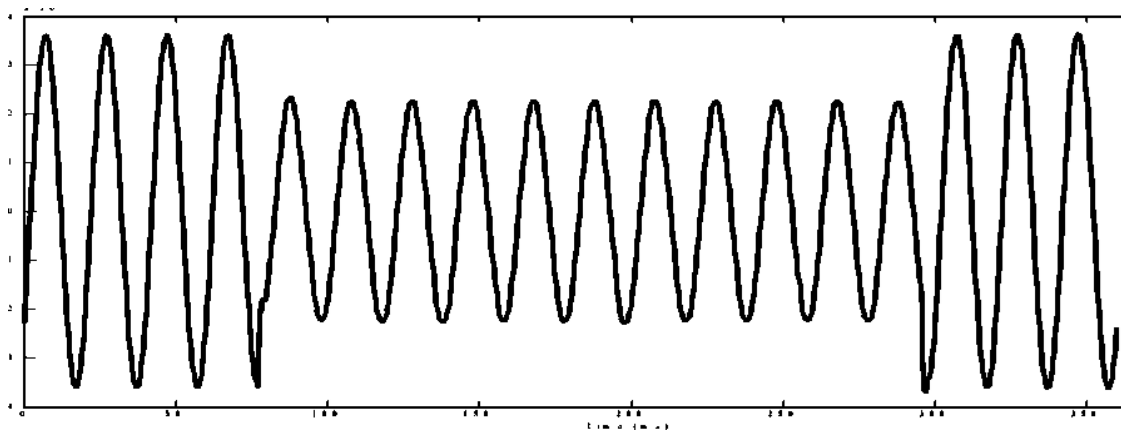


Figura 6: Ejemplo de sag causado por una falla de línea a tierra.

Fuente: Power Quality in Electrical Systems Alexander Kusko and Marc.T Thompson.

3.2.3.7. Salto de Tensión (swell).

Los saltos de tensión están caracterizados por el incremento del valor eficaz de la tensión en el orden de 1.1 -1.8 [p.u] con una duración entre 0.5 ciclos por minuto. También se dice que la magnitud de los saltos de tensión se describe por el voltaje remanente, en este caso, siempre y cuando sea mayor a 1.0 [p. u].

Las condiciones de falla desequilibrada en el sistema, salidas grandes de cargas y entradas de bancos de capacitores están asociadas a los saltos de tensión. Estos saltos de tensión, pueden causar degradación y fallas inmediatas en los aislamientos de los equipos, fuentes electrónicas y quema de varistores, en la figura 7 se muestra la curva de espectro de los saltos de tensión.

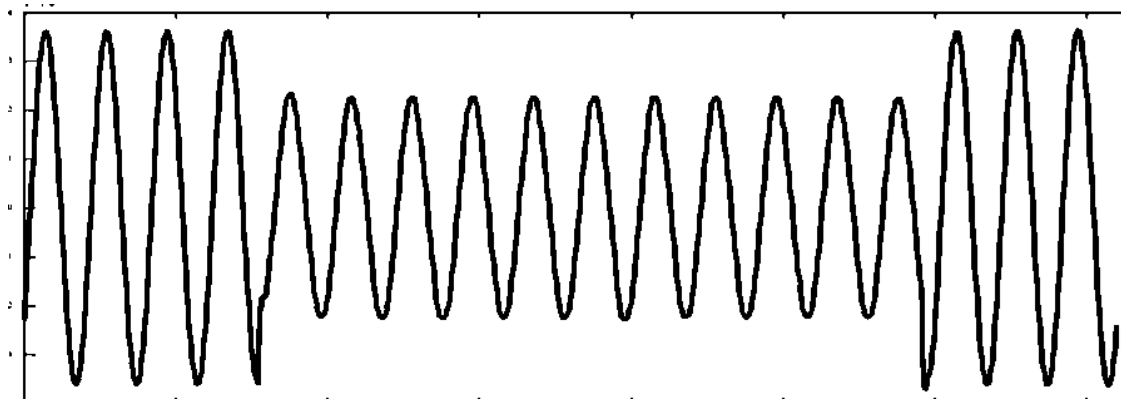


Figura 7: Swell instantáneo causado por una falla de línea a tierra

Fuente: Power Quality in Electrical Systems Alexander Kusko and Marc.T Thompson.

3.2.3.8. Variaciones de larga duración.

Las variaciones de larga duración engloban el cambio del valor eficaz de la tensión durante un tiempo mayor de un minuto, por consiguiente, se consideran como falla de régimen permanente.

3.2.3.9. Interrupción sostenida.

Se entiende por interrupción sostenida una reducción de la tensión de alimentación al valor de cero por un tiempo superior a un minuto. Son de naturaleza permanente y requieren intervención manual para restablecimiento del sistema de energía eléctrica.

3.2.3.10. Subtensión.

Las subtensiones son definidas como una reducción del valor eficaz de la tensión de 0.8 a 0.9 [p. u] por un periodo mayor a un minuto. Las entradas de cargas o salidas de bancos de capacitores pueden provocar una subtensión, esto hace que los equipos de regulación de tensión actúen y retornen la tensión a sus límites normales, estas subtensiones también pueden ser causadas por sobrecargas en los alimentadores.

Las subtensiones causan un aumento en las pérdidas de los motores de inducción, parada de la operación de dispositivos electrónicos y mal funcionamiento de los sistemas de mando del control.

3.2.3.11. Sobretensión

La caracterización de las sobretensiones está dada por el aumento del valor eficaz de la tensión de 1.1 a 1.2 [p. u] durante un periodo de tiempo mayor a un minuto. Las sobretensiones pueden tener un origen al momento de la salida de grandes cargas, entradas de bancos de capacitores a la red y también al ajuste incorrecto de los taps de los transformadores.

3.2.3.12. Desequilibrio de Tensión.

El desequilibrio de tensión se define como la razón entre la componente de secuencia negativa y la componente de secuencia positiva. La tensión de secuencia en los sistemas de potencia en el resultado del desequilibrio de carga lo cual causa un flujo de corriente negativa. Un desequilibrio de tensión puede ser estimado como el máximo desvío de la media de las tensiones de las tres fases dividido por la media de las tensiones, expresado en forma de porcentaje como se puede ver en la ecuación siguiente:

$$DT = 100x \left(\frac{\text{Máx. desviación de la media de voltajes.}}{\text{Media de voltajes}} \right)$$

La principal fuente del desequilibrio de tensión es la conexión de cargas monofásicas en circuitos trifásicos o anomalías en bancos de capacitores. Se ilustra un desequilibrio de tensión en la figura 8.

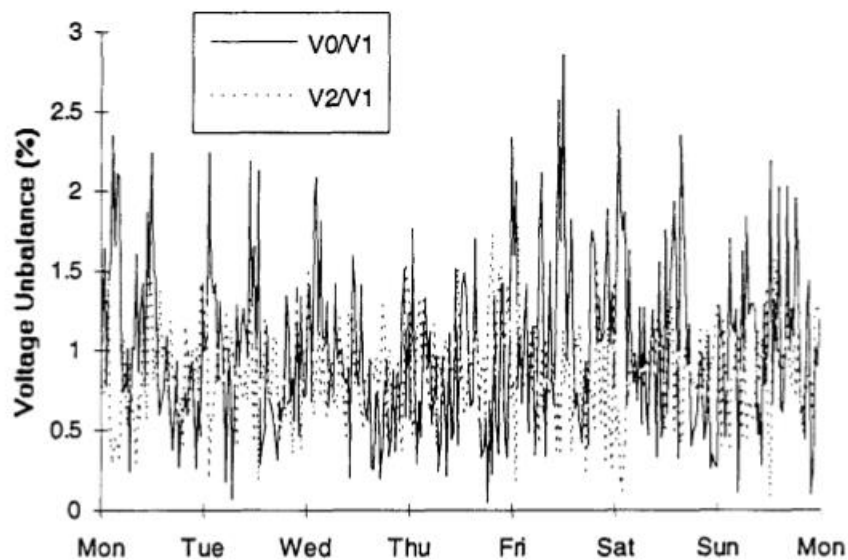


Figura 8: Ejemplo de desbalance de tensión de un comedor residencial.

Fuente: IEEE Std 1159-1995.

3.2.3.13. Distorsión de la forma de onda.

La distorsión de la forma de onda es un desvío, permanente de la forma ideal de una señal sinusoidal tanto en corriente o tensión. Existen algunas formas de distorsionar la forma de onda, estas son:

- Armónicos
- Cortes
- Ruido

3.2.3.14. Armónicos.

El análisis matemático de Fourier nos permite describir una onda distorsionada por armónicos como la suma de la onda senoidal en la frecuencia fundamental con componentes de distinta magnitud de ondas senoidales con frecuencia múltiplo de la frecuencia fundamental. En la figura 9 se muestra una señal a 60 Hz, con componentes armónicas de la quinta y la séptima armónica.

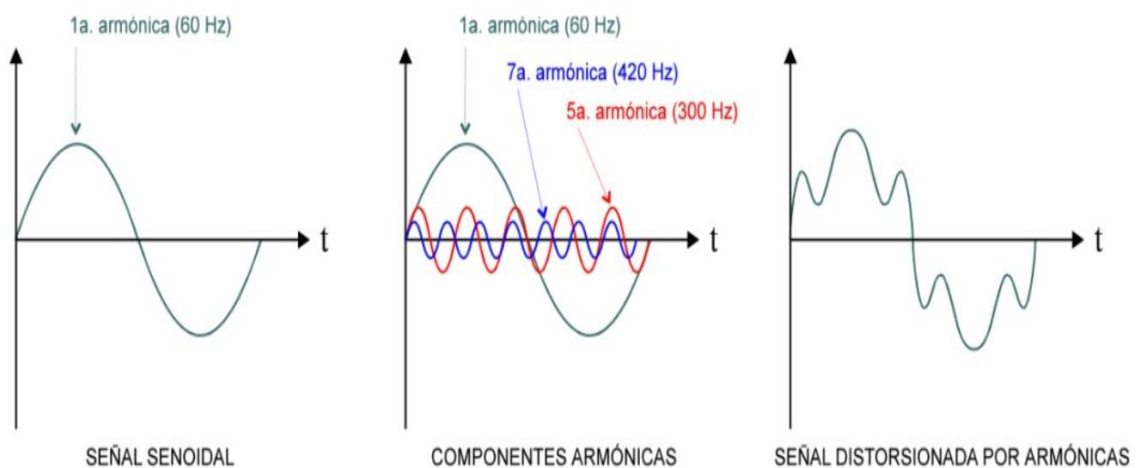


Figura 9: Ejemplo de la distorsión armónica.

Fuente: www.apcotech.com.

3.2.3.15. Corte.

Un corte es una perturbación de la tensión normal de los equipos utilizando electrónica de potencia, cuando la corriente es conmutada de una fase a otra. Durante ese breve periodo ocurre un corto circuito entre las dos fases. Si el efecto de corte ocurre continuamente, este puede ser caracterizado a través del espectro armónico. La principal fuente de cortes de tensión son los convertidores trifásicos, en la figura 10 se puede apreciar un ejemplo de un corte.

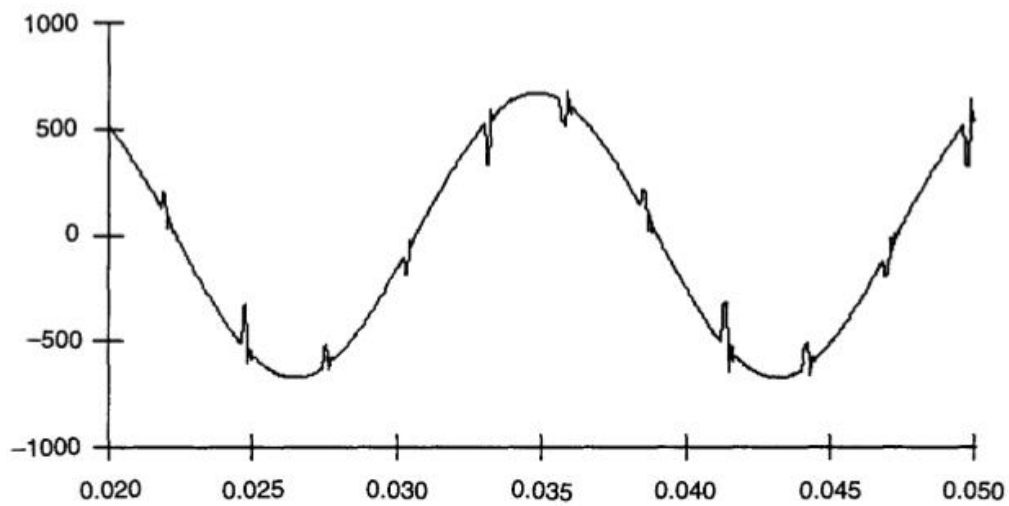


Figura 10: Efecto del corte en una señal sinusoidal

Fuente: IEEE Std 1159-1995

3.2.3.16. Ruido.

El fenómeno conocido como ruido es una señal indeseable en los sistemas eléctricos, como espectro de frecuencia amplia menos que 200[kHz] de baja intensidad superpuesto a la corriente o tensión en los conductores de fase o en los conductores de neutro. Normalmente este tipo de interferencia es resultado de operaciones defectuosas de equipos, instalaciones inadecuadas de componentes en el sistema por la empresa suministradora o por los usuarios y por sistemas mal aterrizados. En la figura 12 se muestra un ejemplo de ruido en una onda sinusoidal.

3.2.3.17. Fluctuaciones de Tensión (Flickers).

Se define como Flicker o parpadeo a una variación rápida y cíclica del voltaje, que causa una fluctuación correspondiente en la luminosidad de las lámparas a una frecuencia detectable por el ojo humano, estas variaciones normalmente exceden el límite especificado de 0.095 a 1.05 [p, u].

Generalmente la variación de tensión que provoca el Flicker posee una amplitud inferior al 1%, y la frecuencia de ocurrencia de la falla es de 0 a 30Hz. La molestia del parpadeo se manifiesta en lámparas de baja tensión, por el contrario, las cargas perturbadoras pueden estar conectadas en cualquier nivel de tensión. En el origen del fenómeno están las fluctuaciones más bruscas de la tensión de la red

3.3. Confiabilidad

Cuando hablamos del tema de calidad, siempre conlleva los temas de confiabilidad, la cual se define como.

“La probabilidad de que un componente o sistema pueda cumplir su función en las condiciones operativas específicas durante un intervalo de tiempo dado”³.

También cuando se habla de confiabilidad se tienen en cuenta los siguientes conceptos los cuales se han sacado de IEEE Std 493-2017:

³IEEE Std 493-2007 Gold Book.

Disponibilidad”Es la probabilidad de que un componente o sistema pueda cumplir su función en las condiciones operativas especificadas en un instante de tiempo dado”

Falla (f) “el cese de toda función de un componente o sistema de hacer su operación requerida”

Posibilidad de Falla (tasa de falla, λ) “es el número de fallas de un componente o sistema en su tiempo de uso u operación”.

Disponibilidad inherente (A_i) “la probabilidad instantánea que un componente o sistema que funcione o no”

Tiempo de mantenimiento (Mdt) “Tiempo de inactividad programado para mantenimiento.

Mantenimiento de emergencia (MDT)” tiempo de inactividad causado por mantenimiento programado y no programado”

Tiempo promedio entre fallas (MTBF) “el tiempo promedio de exposición consecutivas entre fallas de componentes”.

Tiempo promedio entre mantenimientos (MTBM) “el tiempo promedio entre todos los mantenimientos, programados y no programados.”

Tiempo promedio de reparación (MTTR) “El tiempo promedio para reemplazar o reparar un componente con falla”

Disponibilidad de operación (A_o)” La probabilidad instantánea que un componente o un sistema funcione o no, pero a diferencia de Disponibilidad(A) este incluye todas las indisponibilidades.

Indisponibilidad por reparación (R_{dt})” Tempo de Indisponibilidad de mantenimiento no programado”.

Tiempo logístico de reparación (R_{lt})” tiempo total de mantenimiento no programado”.

Número total de indisponibilidades (Tde)” número Total de indisponibilidades, en estas se incluyen los mantenimientos programados y fallas”.

Total de Fallas (Tf)” Número total de Fallas en un Tp

Periodo Total (Tp)” El tiempo medio en horas”.

Factor	Fórmula de cálculo.
Indisponibilidad inherente(Ai)	$A_i = \text{MTBF} / (\text{MTBF} + \text{MTTR})$
Disponibilidad de operación(Ao)	$A_o = \text{MTBM} / (\text{MTBM} + \text{MDT})$
Posibilidad de falla(λ)	$\lambda = T_f / T_p$
Mantenimiento de emergencia(MDT)	$\text{MDT} = (\text{Rdt} + \text{Rlt} + \text{Mdt}) / T_{de}$
Tiempo promedio entre fallas(MTBF)	$\text{MTBF} = T_p / T_f$
Tiempo promedio entre mantenimientos (MTBM)	$\text{MTBM} = T_p / T_{de}$
Tiempo promedio de reparación (MTTR)	$\text{MTTR} = \text{Rdt} / T_f$

Tabla 2: Formulas para confiabilidad según la IEEE Std 493-2007

Fuente: IEEE Std 493-2007.

Conforme se aumenta el nivel de confiabilidad, también se aumenta el nivel de la inversión requerida y viceversa. El costo de la confiabilidad debe compararse con los beneficios globales tanto para el usuario como para la sociedad.

El nivel aceptable de confiabilidad depende de los usuarios y la sociedad en su conjunto esté dispuestos a pagar por esta. Este nivel aceptable de confiabilidad puede ser diferente del óptimo matemático como se puede ver en la figura 11

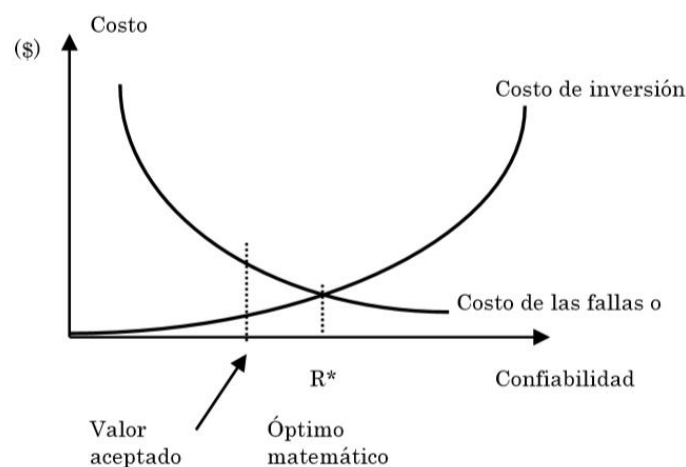


Figura 11: Función de costo de la confiabilidad.

Fuente: Reliability evaluation of engineering systems

IV. OPERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DE EL SALVADOR.

4.1. Sector eléctrico de El Salvador

El sector eléctrico del país está compuesto por distintos agentes los cuales conjuntamente integran el Mercado Mayorista de Energía (MME), el mercado está compuesto por los siguientes agentes:

- Empresas generadoras: son las que poseen centrales de producción de energía eléctrica y la comercializan de forma totalmente parcial.
- Agente transmisor: es la entidad que posee instalaciones destinadas para el transporte de energía eléctrica en redes de alto voltaje.
- Empresas distribuidoras: son las encargadas de las instalaciones de distribución de energía eléctrica, con el fin de transportar la energía con niveles de voltaje adecuados para los usuarios finales en la red eléctrica.

El MME está regido por un operador de mercado, el operador del mercado en el país es la Unidad de Transacciones (UT). La UT está regida a su vez por el Centro Nacional de Energía (CNE) y por la Súper Intendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET).

Según la segunda versión de la Política Nacional de Energía, estas instituciones están definidas de la siguiente manera:

- UT: Es la entidad encargada de la operación de mercado mayorista de energía en El Salvador con la atribución de operar el sistema de transmisión de energía eléctrica, mantener la seguridad del sistema eléctrico de potencia , asegurar la calidad mínima del servicio y operar el mercado eléctrico mayorista.”⁴

⁴ Política Nacional de Energía versión II.

- CNE: “Es la autoridad superior encargada de regir y normar en materia de política energética. Tiene por finalidad el establecimiento de la política y estrategia que promueve el desarrollo eficiente del sector energético.”³
- SIGET: “Es la entidad que tiene como misión aplicar las leyes que regulan los sectores de Electricidad y Telecomunicaciones, velar por su cumplimiento, garantizando los derechos de los usuarios y operadores, generando seguridad jurídica, inversión, desarrollo y competencia.”³

En la figura 12 se muestra la estructura del sector eléctrico de El Salvador, nótese la relación de subordinación entre la UT, el CNE y la SIGET, pero la UT es la gestora de las entidades de generación, transmisión y distribución.



Figura 12: Jerarquía del sector eléctrico de El Salvador.

4.1.1. Generación.

El país tiene una capacidad de generación de 1,659.6 MW, la cual se reparte en las siguientes fuentes de energía:

- Generación hidroeléctrica
- Generación térmica
- Generación a partir de biomasa
- Generación geotérmica.

4.1.1.1. Generación hidroeléctrica.

La generación hidroeléctrica del país está en su mayoría compuesto por cuatro grandes represas, las cuales se resumen en la tabla 3.1. Existen otras presas, pero son notablemente mucho más pequeñas que las cuatro listadas, y por ende, proporcionan un porcentaje mucho menor a la generación del país.

Hidráulicas		
	MW	%
Guajoyo	19.8	1.2
Cerrón Grande	172.8	10.4
5 de Noviembre	100.0	6.0
15 de Septiembre	180	10.8
	472.6	28.5

Tabla 3.: Empresas del sector de generación hidroeléctrica en El Salvador.

Fuente: www.cne.gob.sv.

4.1.1.2. Generación térmica.

A la generación térmica le corresponde un porcentaje del 45.6% de la matriz energética del país. Las generadoras térmicas más importantes se listan en la tabla 4.1.

Térmicas		
	MW	%
DUKE ENERGY	338.3	20.4
+Acajutla (vapor)	63.0	3.8
+Acajutla (gas u-5)	82.1	4.9

+Acajutla (Fiat u-4)	27.0	1.6
+Acajutla (Motores)	150.0	9.0
+Soyapango	16.2	1.0
NEJAPA POWER	144.0	8.7
CESSA	25.9	1.6
INE	100.2	6.0
TEXTUFIL	42.5	2.6
CECSA	11.6	0.7
ENERGÍA BOREALIS	13.6	0.8
HILCASA	6.8	0.4
TERMOPUERTO	73.7	4.4
	756.6	45.6

Tabla 4.: Empresas del sector de generación térmica en El Salvador.

Fuente: www.cne.gob.sv.

4.1.1.3. Generación de Energía por Biomasa.

La generación a partir de biomasa representa un 13.6% de la matriz energética del país. Las empresas dedicadas a este tipo de generación se listan en la tabla 5.1.

Biomasa.		
	MW	%
CASSA	107.5	6.5

+Central Izalco	45.0	2.7
+Chaparrastique	62.5	3.8
EL ÁNGEL	97.5	5.9
LA CABAÑA	210	1.3
	226.0	13.6

Tabla 5: Empresas del sector de generación a partir de biomasa en El Salvador.

Fuente: www.cne.gob.sv.

4.1.1.4. Generación de Energía Geotérmica.

La generación geotérmica representa un 12.3% de la matriz energética, repartidos en dos centrales geotérmicas, que se listan en la tabla 6.1.

Geotérmica.		
	MW	%
AHUACHAPÁN	95.0	5.7
BERLÍN	109.4	6.6
	204.4	12.3

Tabla 6. - Ubicación de empresa LaGeo del sector de Generación Geotermia en El Salvador.

Fuente www.cne.gob.sv.

4.1.2. Distribución

Las empresas distribuidoras son las encargadas de comercializar y servir la energía eléctrica a través de las redes de distribución hacia los usuarios finales. También tienen la obligación de mantener y expandir sus redes de distribución para nuevos usuarios.

El territorio nacional está repartido en siete empresas, a distintos niveles de tensión dependiendo de la extensión territorial que cubre:

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

Se muestra un mapa de las áreas de operación de las distribuidoras del país en la figura 13.

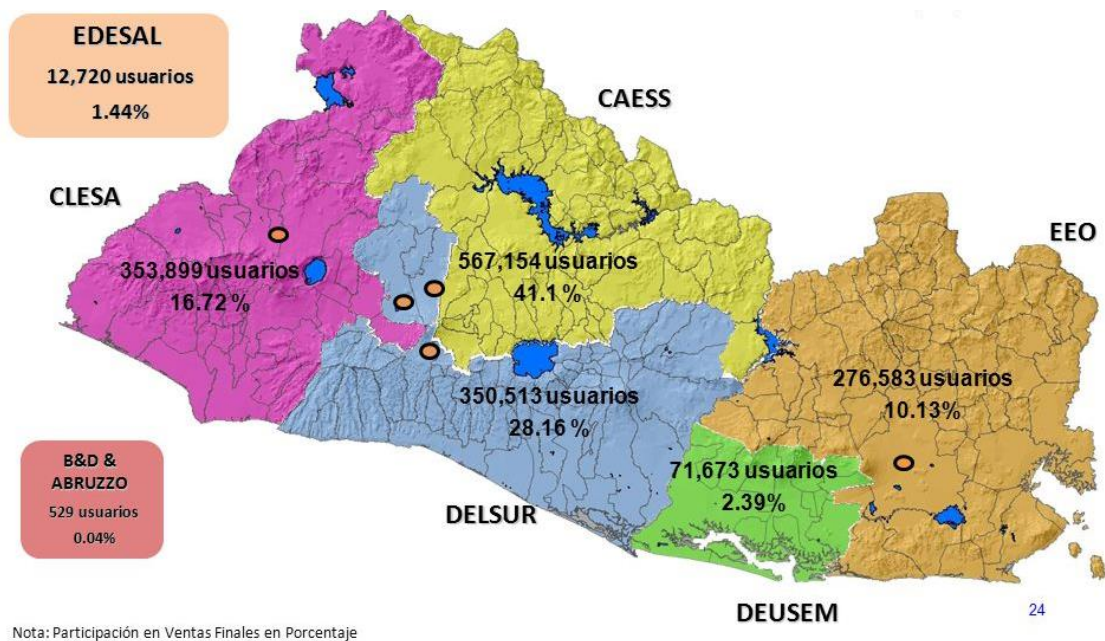


Figura 13: Sectores pertinentes de empresas distribuidoras en El Salvador.

Fuente: www.siget.gob.sv

4.1.3. Transmisión

El principal gestor de la transmisión de la energía eléctrica es la Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL). ETESAL está encargada de darle mantenimiento a la red de transmisión de El Salvador, incluyendo la interconexión con Guatemala y Honduras.

El sistema de transmisión de El Salvador se divide de la siguiente manera:

Sistema de Transmisión de El Salvador.	
Número de líneas	Niveles de Tensión (kV)
40	115
4(2 interconexión con Honduras y Guatemala y 2 de refuerzos internos)	230
4 tramos	Línea SEPA

Tabla 7: Conexiones del sistema de transmisión de El Salvador.

Fuente www.cne.gob.sv.

En la figura 14 se muestra cómo están divididas las líneas del sistema de transmisión en el país.



Figura 14: Sistema de transmisión de El Salvador.

Fuente: www.cne.gob.sv.

De acuerdo a los boletines estadísticos de la Unidad de transacciones se sacó una tabla resumen, la cual contiene los valores de energía no servida y pérdidas en transmisión en los últimos 5 años.

AÑO	ENERGÍA NO SERVIDA(MWh)
2014	3999.45
2015	3229.45
2016	2362.48
2017	2928.51
2018	2870.07
total	15389.96

Tabla 8: Resumen de 5 años de ENS y pérdidas de Transmisión.

Fuente: Informe estadístico Unidad de Transacciones

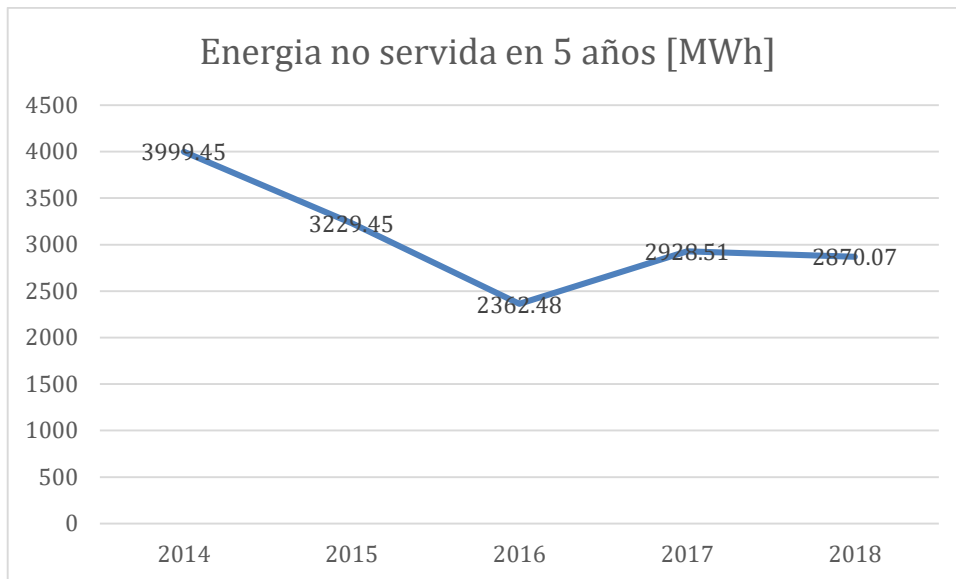


Figura 15: Energía no servida en los últimos 5 años.

En la Figura 15 se puede observar que durante los últimos 5 años en el país se ha ido disminuyendo la energía no servida por el sistema de transmisión. Al mismo tiempo, en la Figura 16 ha disminuido las pérdidas de energía que se tienen en el sistema de transmisión nacional.

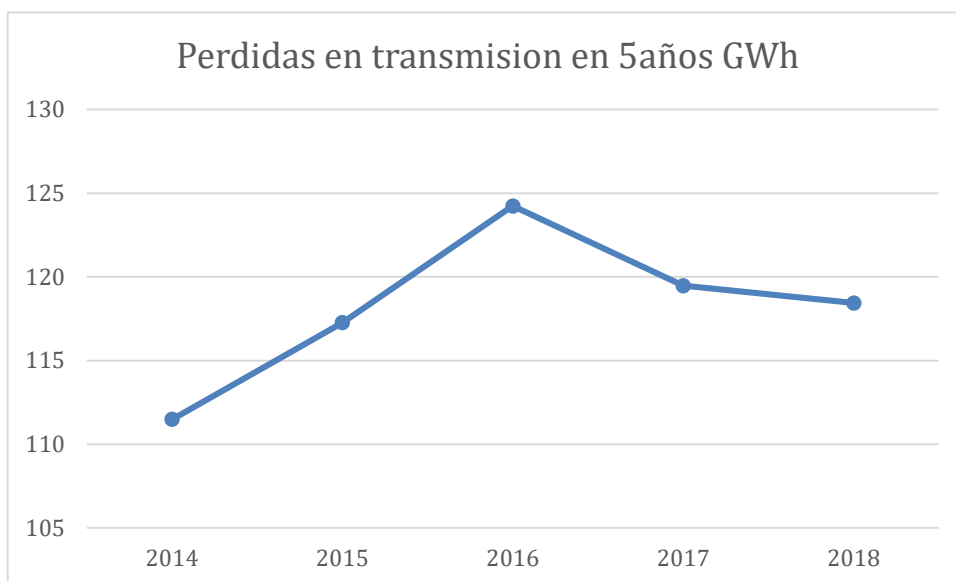


Figura 16: Pérdidas de transmisión en 5 años

En la tabla 9 se presenta los datos de las interrupciones de cada uno de los entes que participan o pueden causar interrupciones en la red nacional en el país.

Interrupciones asociadas a líneas de transmisión						
	2014	2015	2016	2017	2018	Total 5 años
DELSUR	4	0	0	0	0	4
ETESAL	190	214	266	254	281	1205
NEJAPA POWER	2	1	0	1	1	5
INGENIO CHAPARRAS	0	10	2	11	15	38
CEL	0	0	3	6		9
INGENIO EL ÁNGEL	2	11	1	1	1	16
UT	6	7	2	6	8	29
LAGEO	3	3	1	5	2	14
INE	1	0	0	0		1
TERMOPUERTO	5	2	5	5	2	19
GUATEMALA	58	93	9	7	4	171
HONDURAS	18	20	6	11	3	58
PANAMÁ	0	0	0	5		5
EPR	34	17	23	20	20	114
EOR	0	0	8	93	78	179
NICARAGUA	24	0	1	1	0	26
PROVIDENCIA SOLAR	0	0	0	5	2	7

Tabla 9: Interrupciones asociadas a líneas de transmisión.

Fuente: Informe estadístico Unidad de Transacciones

En la Figura 17 se muestra una gráfica la cual posee la representación de como en los últimos 5 años, se puede observar que el ente que más interrupciones causa a la red es ETESAL.

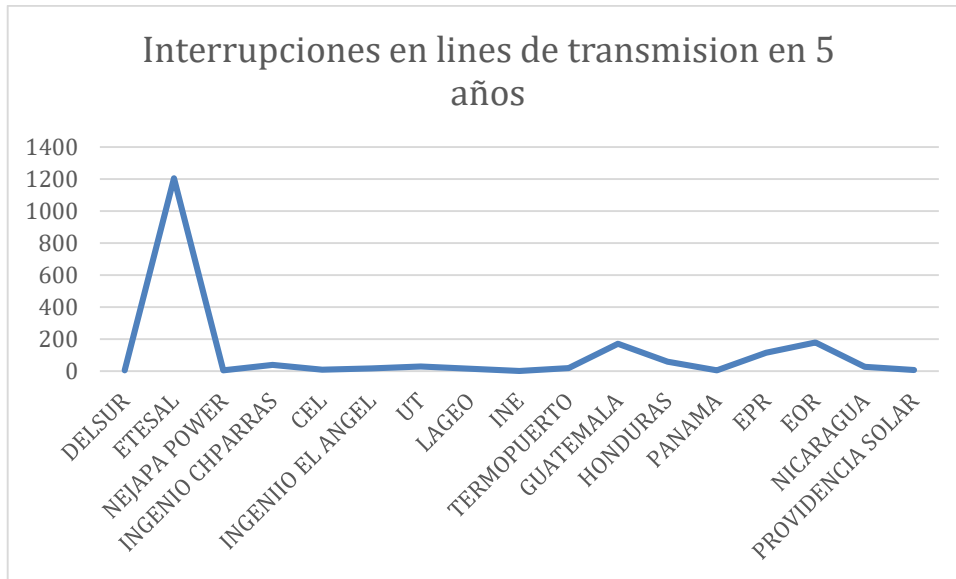


Figura 17: Grafica de interrupciones en líneas de transmisión en los últimos 5 años.

En la tabla 10 se puede ver un resumen de 5 años de cuantas veces se han interrumpido las líneas de transmisión a nivel nacional.

Líneas de transmisión interrumpidas por nivel de tensión						
Voltaje[kV]	2014	2015	2016	2017	2018	# de veces en 5 años
líneas 230	149	151	63	178	130	671
líneas 115	198	228	264	253	308	1251

Tabla 10: Número de Veces que se interrumpen las líneas de transmisión en el país.

Fuente: Informe estadístico Unidad de Transacciones.

En la Figura 18 se puede ver que las líneas de 115kV son las que más interrupciones han tenido en el transcurso de estos 5 años

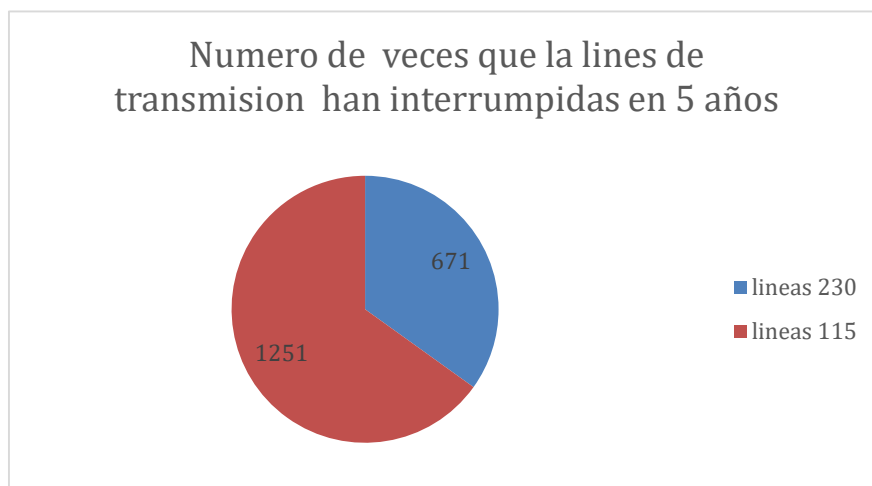


Figura 18: Número de veces que la línea ha sido interrumpidas.

En la tabla 11 se muestra los tipos de interrupciones que se han dado en los últimos 5 años en el sistema de transmisión nacional, esta tabla toma en cuenta las interconexiones.

TIPOS DE INTERRUPCIÓN EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN						
	2014	2015	2016	2017	2018	# en 5 años
Mantenimiento en líneas de 115kv	111	119	164	71	88	553
Fallas en líneas de 115kv	88	104	98	190	210	690
Apertura en líneas a 115 kV	0	5	2	13	10	30
Mantenimiento en líneas de 230kv internas*	28	10	10	5	7	60
Fallas en líneas de 230kv internas*	18	7	9	11	17	62
Apertura en líneas a 230 kV internas-	6	7	2	6	8	29

*Incluye SIEPAC; -Típicamente control de voltaje

Tabla 11: Tipos de interrupciones en líneas de transmisión.

Fuente: Informe estadístico Unidad de Transacciones.

En la Figura 19 se puede ver que el mayor número de interrupciones es 700 las cuales están ubicadas por fallas en líneas de 115kV

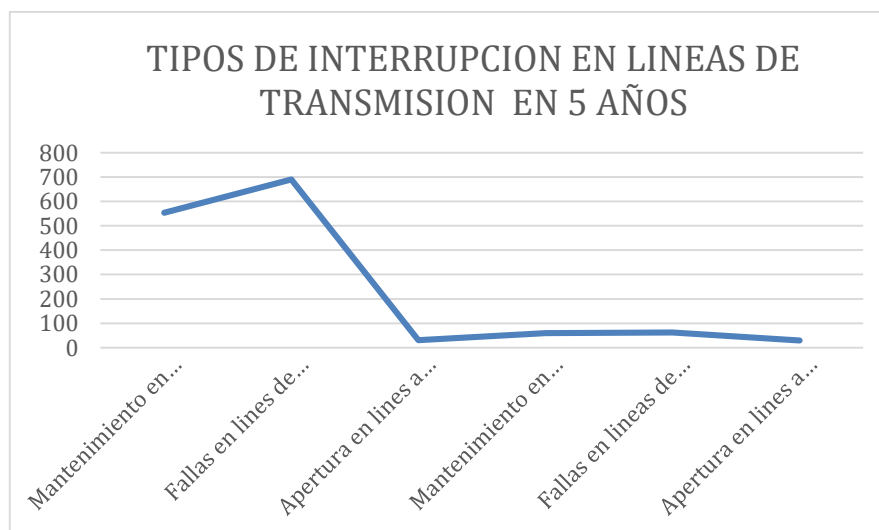


Figura 19: Grafica comparativa de interrupciones en líneas de transmisión últimos 5 años

4.2. Calidad de energía en sistema de transmisión de El Salvador

4.2.1. Parámetros utilizados para medir la calidad.

El sistema de transmisión en El Salvador no posee ninguna normativa técnica para medir la calidad de servicio en el área de transmisión, para poder realizar una normativa enfocada a la calidad del servicio en transmisión se propone tener la consideración de los factores de calidad en las siguientes dos áreas, las cuales son:

- Calidad del producto técnico (CPT)
- Calidad del servicio técnico (CST)

4.2.1.1. Calidad del Producto Técnico

Para esta área se tomarán en cuenta dos apartados y en cada apartado contendrá sus propios indicadores de calidad.

- *Calidad del producto por parte del transportista:* en este apartado se tomará en cuenta la calidad en los puntos de conexión del transportista con los participantes en la red, eso se hará mediante los siguientes tres parámetros:

Regulación de tensión

Distorsión Armónica

Flicker

- *Incidencia de los participantes en la calidad del producto:* se mide la influencia del usuario en la calidad de la energía en la red, mediante los siguientes parámetros:

Desbalance de corriente.

Distorsión armónica

Flicker

Factor de potencia.

4.2.1.2. Calidad del Servicio Técnico.

Para la calidad del producto técnico se tomarán en cuenta los parámetros de calidad siguiente y algunos más tomados a consideración adelante:

Indisponibilidad forzada de la línea.

Indisponibilidad del equipo de compensación.

Indisponibilidad programada.

Desconexiones automáticas.

Reducción a la capacidad de transporte.

V. VARIABLES DE CALIDAD DE ENERGÍA EN EL ROBCP.

5.1. ROBCP

El Reglamento de Operaciones del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costes de Producción (ROBCP), es un reglamento técnico elaborado por la Unidad de Transacciones. El cual contiene las normas y procedimientos para la operación del sistema de transmisión del mercado mayorista de energía eléctrica de El Salvador considerando las transacciones con el Mercado Eléctrico Regional (MER).

Con este reglamento la UT opera el sistema de transmisión “manteniendo la seguridad y calidad de acuerdo a la normas y procedimientos definidos en este

Reglamento y la Regulación Regional. Todo el participante del Mercado tiene la obligación de cumplir las instrucciones que dicte la UT⁵.

5.1.1. Calidad según el ROBCP

En el ROBCP posee parámetros o indicadores para medir la calidad, estos se pueden encontrar en el anexo 12 del ROBCP: “Tiene el objetivo de establecer valores de desempeño mínimo para la calidad y seguridad del sistema eléctrico de potencia, tanto como en operación normal como en emergencia”⁶.

Los siguientes parámetros son los que se consideran aptos para la normativa, estos fueron extraídos del anexo 12 del ROBCP.

Regulación de frecuencia.

Regulación de voltaje.

Contenido armónico.

Fluctuaciones de voltaje.

En cada uno de los apartados del anexo 12 del ROBCP se enumeran los criterios mínimos necesarios para que las redes eléctricas de transmisión funcionen correctamente.

⁵ ROBCP

⁶ ROBCP-Anexos ver071112

5.1.1.1. Regulación de Frecuencia.

Frecuencia nominal de la red de transmisión es de 60.00 Hz. En condición normal, la UT deberá mantener la frecuencia dentro de un rango entre 60.12 Hz y 59.88 Hz ($\pm 0.2\%$). En condición de emergencia operativa, la UT deberá mantener la frecuencia dentro de un rango entre 60.60 Hz y 59.40 Hz ($\pm 1\%$).

Para propósitos de diseño de equipos y unidades generadoras, deberá tomarse en cuenta que la frecuencia de la red podría sobrepasar los 63.00 Hz o caer por debajo de los 57.00 Hz en circunstancias excepcionales. Toda unidad generadora debe ser capaz de suplir en forma continua la potencia programada por la UT en un rango de frecuencia comprendida entre 59.40 Hz y 60.00 Hz.

Cualquier disminución en la potencia entregada estando la frecuencia entre 58.10 y 59.40 Hz, no podrá ser atribuida a la unidad. La UT realizará las correcciones necesarias (protecciones, uso de reserva) en forma automática o manual, para que esta condición sólo se mantenga por un breve tiempo.

5.1.1.2. Regulación de Voltaje

Los valores nominales de voltaje en el sistema de transmisión son 230 kV y 115 kV. En el caso de que los equipos de transformación pertenezcan al Participante del Mercado (PM) transmisor, los valores nominales de voltaje en el lado de entrega serán 46 kV, 34.5 kV y 23 kV. La UT podrá agregar otros niveles de voltaje si la incorporación de instalaciones adicionales al sistema de transmisión así lo requiera, verificando que no se afecte la operación normal del sistema de transmisión.

En condiciones normales, la UT deberá mantener el nivel de tensión del sistema de transmisión dentro de un rango entre 95% y 105% del valor nominal. En condición de emergencia operativa, la UT deberá mantener el nivel de tensión del sistema de transmisión dentro de un rango entre 90% y 110% del valor nominal. Para propósitos de diseño de equipos y unidades generadoras, deberá tomarse en cuenta que el voltaje de la red podría sobrepasar el 120% o caer por debajo del 80% del valor nominal.

La potencia reactiva inyectada o absorbida en una unidad generadora operando en estado estable deberá estar completamente disponible en un rango de variación del voltaje del 5% hacia arriba en el caso de sobreexcitación del generador o un 5% por debajo en el caso que la unidad está trabajando en condición de subexcitación. El factor de potencia en cualquier punto de retiro neto, en cualquier intervalo de mercado, deberá ser igual o mayor a 0.950, atrasado o adelantado.

5.1.1.3. Contenido armónico.

En condiciones normales, los máximos niveles de distorsión armónica que puede tolerar el sistema de transmisión debido a todas las fuentes de armónicas que se encuentran en la red estarán regido por la norma IEEE-519. Las componentes máximas de corrientes armónicas como porcentaje de la corriente fundamental son:

Icc/IL	h<=11	11<h<=17	17<h<=23	23<h<=35	h>35	THD
<20	2.00	1	0.75	0.30	0.15	2.5
20-50	3.50	1.75	1.25	0.50	0.25	4.0
50-100	5.00	2.25	2.00	0.75	0.35	6.0
100-1000	6.00	2.75	2.50	1.00	0.50	7.5
<1000	7.50	3.50	3.00	1.25	0.70	10.0

Tabla 12: Niveles de voltaje superior o igual a 115KV.

Fuente: norma IEEE-519

Icc/IL	h≤11	11<h≤17	17<h≤23	23<h≤35	h>35	THD
<20	4.00	2.00	1.50	0.60	0.30	5.0
20-50	7.00	3.50	2.50	1.00	0.50	8.0
50-100	10.00	4.50	4.00	1.50	0.70	12.0
100-1000	12.00	5.50	5.00	2.00	1.00	15.0
>1000	15.00	7.00	6.00	2.50	1.40	20.0

Tabla 13: Niveles de voltaje inferior a 115KV.

Fuente: norma IEEE-519

Donde:

h: componente armónico de la corriente.

Icc: corriente de cortocircuito.

IL: corriente de carga.

THD: distorsión armónica total.

También la norma contiene rangos para la distorsión máxima de voltaje en los puntos de interconexión, las cuales se puede apreciar en la tabla 8.

	<69KV	69-138KV	>138KV
Armónico Individual	3.0	1.5	1.0
THD	5.0	2.5	1.5

Tabla 14: Porcentaje máximo, en puntos de interconexión.

Fuente: norma IEEE-519

5.1.1.4. Fluctuaciones de voltaje.

Las variaciones de voltaje en los puntos de acoplamiento del PM, no deberán de exceder el 4% del nivel del voltaje ante cambios súbitos tanto de carga como de generación. La severidad de las variaciones de voltaje de corta duración hasta 0.6 p.u y las variaciones de larga duración de 0.8 p.u, estarán sujetas a los estudios pertinentes desarrollados para el caso particular. Desbalance de fases en condición normal, la máxima componente de secuencia negativa del voltaje deberá permanecer por debajo del 1%.

Indicador	Valor nominal	Rango operación normal	Rango operación crítica.
Regulación de Frecuencia	60 Hz	60.12 Hz - 59.88 Hz ($\pm 0.2\%$).	60.60Hz-59.40 Hz ($\pm 1\%$).
Regulación de Voltaje	230 kV y 115 kV	entre 95% y 105% del valor nominal	entre 90% y 110% del valor nominal
Contenido armónico	De acuerdo a IEEE-519		
Fluctuaciones de Voltaje	--	Variación de 0.6pu	Variación de 0.8pu

Tabla 15: Resumen de Indicadores de Calidad según ROBCP

5.2. Criterios de Confiabilidad según el ROBCP.

En los anexos del ROBCP para la confiabilidad de los sistemas de transmisión toma los siguientes criterios:

La confiabilidad por la general será medida por un modelo probabilístico.

Con el modelo de confiabilidad se evaluará los modos de falla para situaciones de operación con todos los elementos de la red disponible

(condición N) y con un elemento fuera de servicio por mantenimiento programado (Condición N-1).

Todo mantenimiento de la red seguirá los siguientes criterios de contingencias establecidos.

- Violaciones a los límites de tolerancia permitidos para las tensiones de red
- Sobrecargas en las líneas de transmisión y/o transformadores.
- Insuficiencia de la capacidad de generación existente para abastecer la demanda.
- Violación al índice de confiabilidad del sistema de potencia interconectado.

Entre estos tipos de análisis probabilísticos se encuentran los siguientes en la tabla 12

Tipos de modelos de confiabilidad probabilísticos	
Cualitativo	Es una valoración subjetiva. No se establecen índices numéricos
Determinístico	Las variables se consideran fijas o con funciones que determinan su valor para cualquier instante del tiempo.
Analítico	Se representa el componente o sistema bajo estudio por medio de un modelo matemático (ecuación o conjunto de ecuaciones) y se evalúan los índices de confiabilidad por medio de soluciones matemáticas directas.
Predictivo	Mediante un estudio se predicen u obtienen los índices del componente o sistema para un instante de tiempo o periodo de tiempo futuro. Se determinan los valores esperados de los índices de confiabilidad o las funciones de probabilidad.

Tabla 16: Tipos de métodos probabilísticos para medir la confiabilidad.

Fuente: Reliability evaluation of ingenieering systems.

VI. INVESTIGACIÓN DE CALIDAD DE SERVICIOS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA REGIÓN CENTROAMERICANA.

La calidad de servicio técnico y de producto técnico ya está normados en varios países de la región centroamericana, donde existen una variedad de topologías y tipos de sistemas de transmisión. Las normas presentadas difieren en estructura, no obstante, muchos criterios y normas adoptadas para calificar la calidad del sistema son idénticos. La tendencia en el enfoque de las normas, es centrarse mayormente en la calidad del producto técnico, sin embargo, es posible encontrar en estos algunos criterios relacionados a la calidad del servicio técnico. Para efectos de este trabajo solo se procede al análisis de normativas en la región centroamericana dejando de lado normativas sudamericanas , por su mezcla de criterios de calidad y confiabilidad del sistema de distribución con el sistema de transmisión, dejando su análisis sea menos claros y confusos , haciendo esta aclaración se procede a nombrar las normas incluidas:

- Norma Técnica de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS) - Guatemala.
- Calidad en el Servicio de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica (AR- NTGT) – Costa Rica.
- Calidad de la Continuidad del Suministro Eléctrico (AR-NTCSE) – Costa Rica.
- Reglamento de Transmisión – Panamá.
- Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional (RTMER) – Centroamérica.

El conocimiento de estas normativas, brinda una mejor perspectiva de las dimensiones de la norma, y la dinámica de aplicación por parte de las entidades respectivas de cada país. Generalmente, las entidades que se involucran directamente son los transportistas (transmisores) de energía, así como los participantes del mercado mayorista (en este caso, mayormente distribuidoras y grandes usuarios).

6.1. Norma técnica del servicio de transporte y sanciones (NTCSTS, Guatemala):

La NTCSTS responde al artículo 4 de la Ley General de Electricidad de Guatemala, en la cual se establece el derecho de los usuarios a recibir un servicio de energía eléctrica de calidad. Además, se establecen los índices de referencia para calificar la energía con que se proveen los servicios de energía eléctrica en el sistema de transporte en el punto de entrega, tolerancias permisibles, métodos de control, y finalmente indemnizaciones y sanciones respecto a dichos parámetros. El cumplimiento de esta norma está dirigida a todas las empresas que presten el servicio de transporte de energía eléctrica y a los participantes que hacen uso de los sistemas de transporte de energía eléctrica.

La norma se basa en dos categorías de calidad:

- **Calidad de producto técnico:** lo referente a la calidad de la onda de tensión y corriente en el punto de entrega. Por parte del transportista: regulación de tensión, distorsión armónica, Flicker. Incidencia de los participantes en la calidad del producto técnico: desbalance de corriente, distorsión armónica, Flicker, factor de potencia.
- **Calidad de servicio técnico:** lo referente a confiabilidad de las líneas, indisponibilidad forzada de las líneas, indisponibilidad de equipos de compensación, indisponibilidad programada, desconexiones automáticas, reducción a la capacidad de transporte.

La NTCSTS presenta la siguiente estructura:

1. Disposiciones generales.
2. Sistemas de control.
3. Obligaciones.
4. Calidad del producto técnico.
5. Incidencia en la calidad del producto por los participantes.
6. Calidad del servicio técnico.
7. Disposiciones finales.

6.1.1. Sector eléctrico guatemalteco

El marco institucional del subsector eléctrico en Guatemala se ha compuesto de la siguiente manera:

- Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE): es agente estatal del Gobierno de Guatemala, dedicado a regular y dirigir el desarrollo de las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica en el país.⁷
- Ministerio de Energía y Minas (MEM): es uno de los 14 ministerios del órgano ejecutivo guatemalteco, encargado de propiciar y ejecutar las acciones que permitan la inversión destinada al aprovechamiento integral de los recursos naturales, que proveen bienes y servicios energéticos y mineros velando por los derechos de sus usuarios y de la sociedad en general.⁸
- Administrador del Mercado Mayorista (AMM): es el organismo responsable de planificar anualmente y de manera óptima, la forma en que se cubrirán las necesidades de potencia y energía del sistema, supervisa en tiempo real el comportamiento de la demanda y la operación del parque generador y administra las transacciones de energía entre los participantes del mercado mayorista.⁹

^{7,8,9} <https://wikiguate.com.gt>

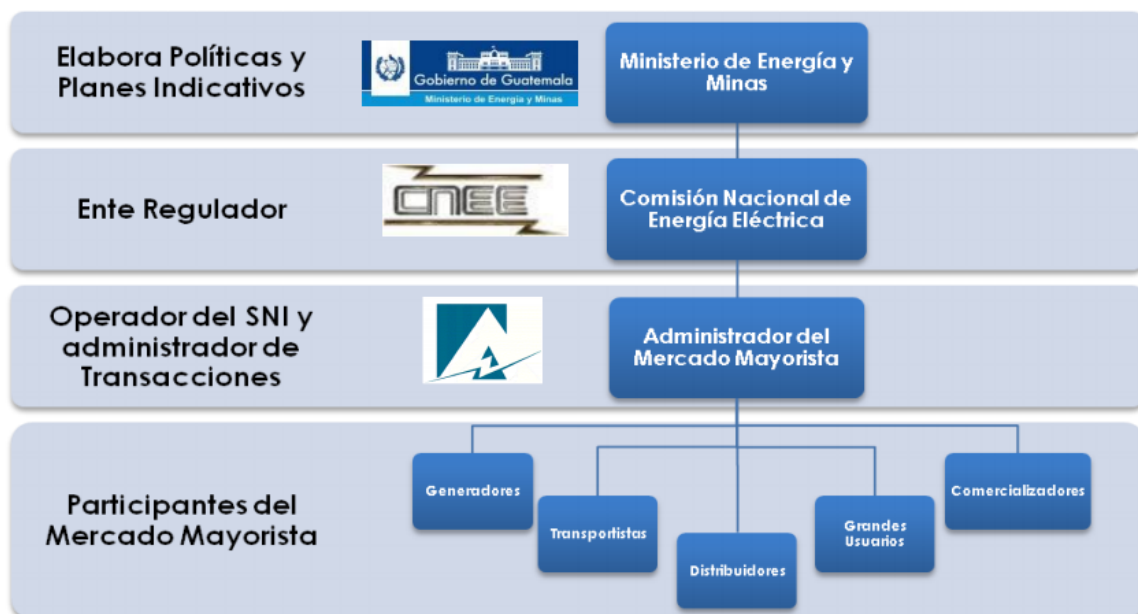


Figura 20: Sistema eléctrico de Guatemala.

Fuente: www.cnee.gob.gt.

6.1.2. Matriz energética de Guatemala

Los datos que componen la matriz energética de Guatemala son proporcionados por el operador del mercado mayorista, en este caso el AMM. La generación de energía eléctrica de Guatemala tiene una marcada tendencia a las fuentes renovables, dentro de las cuales destaca la energía eólica. El mercado para la venta de energía por parte de micro y pequeñas centrales de energías renovables, así como el alto potencial con el que cuenta Guatemala, propician el desarrollo de estos tipos de generación, y a su vez el desarrollo sostenible del sector eléctrico guatemalteco. También cuentan con un potencial de 6,000 MW de energía hidroeléctrica y 1,000 MW de geotermia, de los cuales se está aprovechando el 24.1% y el 3.5% respectivamente

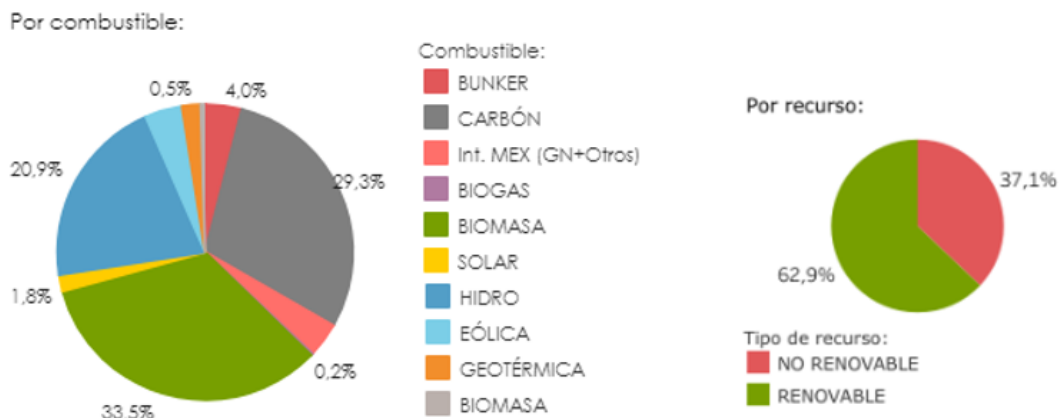


Figura 15: Matriz energética de Guatemala.

Fuente: www.cnee.gob.gt.

La capacidad efectiva instalada de Guatemala obedece al siguiente comportamiento:

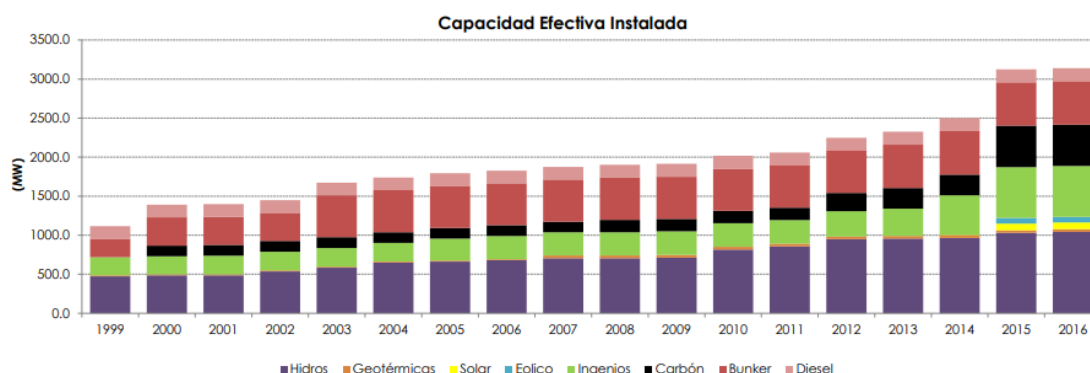


Figura 16: Tendencia de crecimiento de la capacidad efectiva de Guatemala.

Fuente: www.cnee.gob.gt.

6.1.3. Calidad de producto técnico en el sistema de transporte de energía guatemalteco

La CNEE propone los siguientes criterios de calidad de producto técnico:

- De la tensión: la NTCSTS establece la manera de calcular el índice de calidad para la tensión como sigue:

$$\text{Índice de regulación de Tensión (\%)} = \Delta V_k(\%) = \left(\frac{|(V_k - V_n)|}{V_n} \right) * 100$$

Este índice se utiliza para evaluar la tensión en el punto de conexión del transportista con los participantes, en un intervalo de medición (k), utilizando el valor RMS de la tensión V_k , medidos en el punto.

Las tolerancias para la regulación de tensión están definidas en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD) para alta tensión, tabla que se anexa a continuación:

TENSIÓN	TOLERANCIA ADMISIBLES RESPECTO DEL VALOR NOMINAL, EN %					
	TRANSICIÓN		RÉGIMEN A PARTIR DEL MES 1 HASTA EL 12		RÉGIMEN A PARTIR DEL MES 13	
	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
BAJA	12	15	10	12	8	10
MEDIA	10	13	8	10	6	7
ALTA	TRANSICIÓN		RÉGIMEN A PARTIR DEL MES 1 HASTA EL 12		RÉGIMEN A PARTIR DEL MES 13	
	5		6		5	

Tabla 13: tolerancias admisibles de regulación de tensión.

Fuente: NTSD, CNEE.

Esta norma, al igual que la NTCSTS, se aplica por etapas, por lo que se dividen las tolerancias por periodos. El criterio de calidad que se adoptó por parte de la NTCSTS es que: “se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento del correspondiente periodo de medición mensual, las mediciones muestren que la regulación de tensión ha excedido el rango de tolerancias establecidas.”

Las mediciones para el control de la regulación de tensión son responsabilidad de los transportistas y se medirán valores para cada uno de los participantes. Los distribuidores y grandes usuarios deben poseer equipos con la capacidad de controlar la tensión y el suministro de potencia reactiva. La CNEE demanda en los puntos de conexión con los transportistas, un factor de potencia inductivo a toda hora de 0.90 o superior. Además, los generadores deberán contar con equipos para

controlar la tensión y la potencia reactiva dentro de los límites de su curva de operación y deben suministrarlo al AMM.

- De las tensiones y corrientes armónicas:

Los índices y tolerancias establecidos por el CNEE, se establecen también en la NTSD. El índice de calidad de la distorsión armónica de la tensión se expresa como porcentaje y se establece como sigue:

$$DATT(\%) = \left(\sqrt{\sum \frac{V_{i2}}{V_{12}}} \right) \times 100$$

$$DAIT(\%) = \left(\frac{V_i}{V_1} \right)$$

Donde:

DATT: Distorsión armónica total de tensión.

DAIT: Distorsión armónica individual de tensión.

Vi: Componente de tensión de la armónica de orden i.

V1: Componente de tensión de la frecuencia fundamental (60Hz).

Las tolerancias se resumen en la siguiente tabla de la NTSD:

ORDEN DE LA ARMÓNICA (n)	DISTORSIÓN ARMÓNICA INDIVIDUAL DE TENSIÓN, DAIT [%]	
	BAJA Y MEDIA TENSIÓN V≤60 kV	ALTA TENSIÓN 60kV < V ≤ 230 kV
Impares no múltiplos de 3		
5	6.0	2.0
7	5.0	2.0
11	3.5	1.5
13	3.0	1.5
17	2.0	1.0
19	1.5	1.0
23	1.5	0.7
25	1.5	0.7
>25	0.2 + 1.3*25/n	0.1 + 0.6*25/n
Impares múltiplos de 3		
3	5.0	2.0
9	1.5	1.0
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
>21	0.2	0.2
Pares		
2	2.0	2.0

4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.5	0.4
10	0.5	0.4
12	0.2	0.2
>12	0.2	0.2
Distorsión armónica total de tensión, DATT, en %	8	3

Tabla 14: tolerancias admisibles de distorsión armónica en tensión.

Fuente: NTSD, CNEE.

El criterio sobre las tensiones armónicas en cuanto a calidad adoptado por la CNEE es el siguiente: “se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento del correspondiente periodo de medición, las mediciones muestran que la distorsión armónica de tensión ha excedido el rango de tolerancias establecidas. Una medición de distorsión armónica de tensión es considerada fuera de las tolerancias establecidas, si excede el valor de la DAIT o de la DATT.

El control de la distorsión armónica de la tensión se realiza a través de cuatro mediciones mensuales, realizadas en los bornes de baja tensión de los transformadores de media/baja tensión. Los puntos deberán ser propuestos a la CNEE.”

En cuanto a las corrientes armónicas, el índice establecido por la CNEE se define como sigue:

$$DAIT = \left(\sqrt{\int \frac{I_{i_2}}{I_{1_2}}} \right) * 100$$

$$DAII = \left(\frac{I_i}{I_1} \right) * 100$$

En donde:

DAIT: distorsión armónica total de corriente.

DAII: distorsión armónica individual de corriente.

I_i : componente de intensidad de corriente de la armónica de orden i .

I_1 : componente de la intensidad de corriente de la frecuencia fundamental (60Hz).

Para tensiones menores de 1kV y potencias de carga menores de 10kW, se utiliza:

$$\Delta I_i = (I_{i_{carga}} - I_{i_{limite}})$$

En donde:

I_{limite} : límite de tolerancia establecida para la intensidad armónica.

En la siguiente tabla se muestran las tolerancias exigidas por el CNEE:

ORDEN DE LA ARMÓNICA (n)	LA	P≤10 KW V≤1KV	P>10KW 1KV<V≤60 KV	P>50KW V>60KV
		INTENSIDAD ARMÓNICA MÁXIMA(AMP)	DISTORSIÓN INDIVIDUAL DE DAI, EN %	ARMÓNICA DE CORRIENTE
IMPARES NO MÚLTIPLOS DE 3				
5		2.28	12.0	6.0
7		1.54	8.5	5.1
11		0.66	4.3	2.9
13		0.42	3.0	2.2
17		0.26	2.7	1.8
19		0.24	1.9	1.7
23		0.20	1.6	1.1
25		0.18	1.6	1.1
>25		4.5/n	0.2+0.8*25/n	0.4
IMPARES MÚLTIPLOS DE 3				
3		4.60	16.6	7.5
9		0.8	2.2	2.2
15		0.30	0.6	0.8
21		0.21	0.4	0.4
>21		4.5/n	0.3	0.4
PARES				
2		2.16	10.0	10.0
4		0.86	2.5	3.8
6		0.60	1.0	1.5
8		0.46	0.8	0.5
10		0.37	0.8	0.5
12		0.31	0.4	0.5
>12		3.68/n	0.3	0.5
DISTORSIÓN ARMÓNICA TOTAL DE CORRIENTE DATI, EN %		--	20	12

Tabla 15: tolerancias admisibles de distorsión armónica en corriente.

Fuente: NTSD, CNEE.

La CNEE adoptó el siguiente criterio de calidad en cuanto a armónicas en la corriente: “se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando en un lapso de tiempo mayor del cinco por ciento del empleado en las mediciones en el periodo de medición, dichas mediciones muestran que la distorsión armónica de la corriente de carga ha sido excedida del rango de tolerancia establecido. El control de la generación de armónicas por los usuarios será responsabilidad de los distribuidores, así como también el desarrollo de las acciones necesarias para que se brinde una solución al problema, realizando mediciones en los puntos que considere necesarios bajo los procedimientos sugeridos por la norma IEC1000-4-7.”

- Del flicker: para determinar la calidad de la energía de acuerdo a la presencia de flicker, se medirá de acuerdo a la norma IEC 1000-3-7, el índice de severidad de corto plazo P_{st} , para lo cual se establece el siguiente índice de tolerancia máxima:

$$P_{st} \leq 1$$

El criterio sobre flicker en cuanto a calidad adoptado por la CNEE es el siguiente: “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 periodo de medición, dichas mediciones muestran que el Flicker ha excedido el rango de las tolerancias establecidas.

El control del Flicker se realizará partiendo de cuatro mediciones mensuales en los bornes de baja tensión de transformadores de media/baja tensión. Los puntos serán propuestos a la CNEE, se medirá siguiendo la norma IEC 868.”

- Del desbalance de fases: se deberán contrastar los valores de corriente de cada fase, medidos en el punto de entrega y registrados en cada intervalo de medición (k). El índice propuesto por la CNEE es el siguiente:

$$\Delta DIP(\%) = \left[\frac{3 * I_{mp}}{I_a + I_b + I_c} \right] x 100$$

Donde:

Δ DIP (%): porcentaje de desbalance de corriente por parte del participante.

I_{mp} : máxima desviación de corriente de cualquiera de las fases, respecto al promedio de la corriente de las tres fases registrada en el intervalo de medición k .

I_a : corriente en la fase a, registrada en el intervalo de medición k .

I_b : corriente en la fase b, registrada en el intervalo de medición k .

I_c : corriente en la fase c, registrada en el intervalo de medición k .

La CNEE establece el siguiente criterio de calidad: “se establece un límite de 10% de tolerancia para el desbalance de corriente. Se considera que un participante afecta la calidad del servicio de energía eléctrica cuando en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento del correspondiente al total del periodo de medición mensual, las mediciones muestran que el desbalance de la corriente ha excedido el rango de tolerancias establecidas. Las mediciones serán establecidas en los puntos que el transportista a efectos de identificar a los participantes que afecten la calidad del servicio de su sistema de transporte”.

6.1.4. Calidad del servicio técnico en el sistema de transmisión guatemalteco

El enfoque que utilizan para calificar la calidad del servicio técnico es la medición de la indisponibilidad del servicio.

- De la confiabilidad: la calidad del servicio técnico será evaluada por medio del sistema de medición y control de los participantes, en función de la duración de la indisponibilidad en minutos del número de salidas o indisponibilidades forzadas y de los sobrecostos que sus restricciones produzcan en el sistema de transporte. Para efectos de este criterio, se considerarán como indisponibilidades todas aquellas circunstancias o fallas que impidan la circulación del flujo eléctrico a los participantes del sistema de transporte, incluyendo indisponibilidades forzadas de las

líneas, indisponibilidades de equipos de compensación, indisponibilidad programada, desconexiones automáticas y reducción a la capacidad de transporte.

Se establecen los siguientes índices para efectos de medición de la indisponibilidad total:

$$NTIFLi = \sum_{j=1}^n IFjLi$$

Donde:

n: es el número total de indisponibilidades forzadas de la línea i.

IFjLi: Es la indisponibilidad forzada j de la línea i.

$$DTIFLi = \sum_{j=1}^n DIFjLi$$

Donde:

n: es el número total de indisponibilidades forzadas de la línea i.

DIFjLi: es la duración de la indisponibilidad forzada j de la línea i.

6.2. Calidad en el Servicio de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica (AR- NTGT, Costa Rica) y calidad de la Continuidad del Suministro Eléctrico (AR-NTCSE, Costa Rica)

El marco institucional del subsector eléctrico en Costa Rica se ha compuesto de la siguiente manera:

- Centro Nacional de control de energía (CENCE): Es el ente encargado de la administración y dirección de las operaciones del sistema eléctrico nacional para cubrir la demanda eléctrica del país
- Instituto Costarricense de Electricidad (ICE): Es el ente responsable de desarrollo de recursos renovables enfocándose en los hidroeléctricos y geotérmicos, además se encarga de la planificación

de expansión y operación del sistema interconectado a nivel de transmisión y distribución del país.

- Dirección sectorial de energía (DSE): Es el ente encargado de la definición de políticas y planes del sector energía
- Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP): Responsable de la fijación de las tarifas del servicio público de electricidad, de acuerdo con el principio de servicio al costo.
- Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET): Es la institución encargada de administrar los recursos de Costa Rica destinados a la protección del ambiente, y afines.

6.2.1. Sector eléctrico costarricense:

Según lo entes descritos con anterioridad se muestra un cuadro descriptivo con sus principales actividades:

Actividad o competencia	Organizaciones participantes
Rectoría y definición de políticas nacionales	El Poder Ejecutivo por medio del Ministerio de Ambiente y Energía sustentado en la Dirección Sectorial de Energía
Regulación de los servicios públicos	La Autoridad Reguladora de Servicios Públicos para todas las fases del subsector eléctrico.
Planificación de largo plazo del subsector eléctrico	El ICE basado en el plan nacional de energía del MINAE.
Centro de control y despacho del SEN	El ICE, con base en criterios técnicos de operación del SEN
Producción de electricidad	ICE, Generadores privados, Cooperativas, Empresas municipales, Cogeneradores
Transporte de electricidad	ICE
Distribución	ICE, Cooperativas, Empresas municipales, CNFL
Comercialización	No se realiza

Tabla 17: Actividades y Organizaciones del sector eléctrico de C.R.

Fuente: elaboración propia en base a los datos del ICE.

6.2.2. Matriz energética costarricense:

En el 2010 el 76% de la energía generada en el país fue de origen hidroeléctrico; 12% de origen geotérmico, 4% de origen eólico y 1% de biomasa. Solamente un 7% del total producido se generó con fuente térmica; es decir, el 93% de la energía generada en el país provino de fuentes no fósiles.

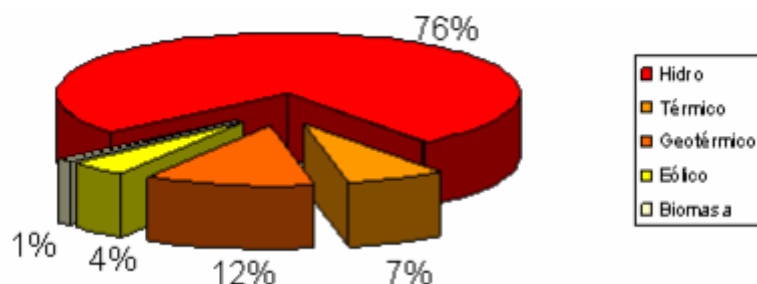


Figura 21: Matriz energética de Costa Rica
Fuente: ICE.

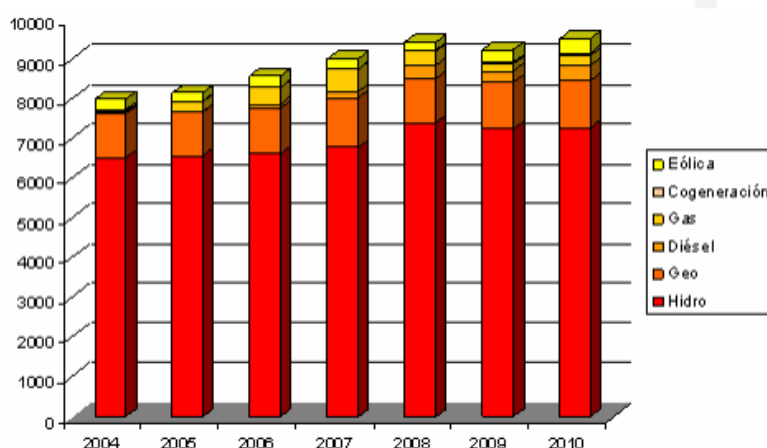


Figura 22: Evolución de la generación neta eléctrica 2004-2010.
Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

Distribuidoras y consumo de energía de usuarios en el 2010.

	Ventas (MW)	Clientes	Ingresos (Miles de dólares)
ICE	3,358,079	633,258	267,318,639
CNFL	3,326,481	492,207	265,896,069
Cooperalfar	22,075	6,293	1,686,578
Cooperguana	339,31	64,124	25,468,801
Cooperlesca	345,028	73,114	21,880,047
Coopesanto	111,926	36,862	8,807,131
ESPH	510,884	67,753	34,344,299
JASEC	481,497	81,02	31,229,021

Tabla 18: Consumo y distribución de energía de usuarios en 2010
Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

Para la definición de los rangos permisibles de los parámetros de producto técnico de calidad de energía se basa en la norma costarricense “calidad en el Servicio de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica (AR- NTGT)”

- Tensión: Se establece que la tensión en las barras se encuentre en el rango de variación de $\pm 5\%$ en condiciones normales de operación.
- Tensiones y Corrientes armónicas: En condiciones normales de operación el contenido armónico permisible se rige por la norma IEEE-519
- Frecuencia: la frecuencia nominal de tensión suministrada debe ser 60 hz en condiciones normales de operación.
- Flickers: en condiciones normales, durante el 95% de tiempo para un periodo de 7 días consecutivos, el nivel de severidad de flickers ligado a P_{lt} debe ser inferior a 1.

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \left(\frac{P_{sti}}{12}\right)^3}$$

Donde :

Pst: severidad de corta duración medida en un periodo de diez minutos

Plti: severidad de larga duración calculada a partir de una secuencia de 12 valores de Pst en un intervalo de dos horas.

- Desbalance de fases: En condiciones normales de operación, la máxima componente de secuencia negativa del voltaje, sin que medie presencia de carga del abonado, deberá permanecer por debajo de 1%.

- Seguridad: En el sistema nacional interconectado (S.N.I) el valor de tensión no debe permanecer por debajo del 80% del valor nominal por más de 700 milisegundos.

-Los valores de frecuencia no deben ser inferiores a 57.5 Hz durante el régimen transitorio.

-No se permite tener sobrecargas en líneas ni en transformadores.

6.2.3. Calidad de servicio técnico en el sistema de transporte de energía Costarricense.

Para la definición de los parámetros calidad de energía en cuestión de servicio técnico se basa en la norma costarricense “Calidad de la Continuidad del Suministro Eléctrico (AR-NTCSE)”

Clasificación de interrupciones:

-Por duración

Tipo de interrupción	Duración
Momentánea	Menor o igual a un minuto
Temporal	Superior a un minuto e inferior o igual a cinco minutos
Prolongada	Superior a cinco minutos

Tabla 19: Clasificación de interrupciones por duración.

-Por su origen

Tipo de interrupción		Origen
Externas		Factores externos a la red de la empresa
Internas	Forzadas	Eventos no programados en la red de la empresa
	programadas	Salidas programadas en la red propiedad de la empresa

Tabla 20: Clasificación de interrupciones por su origen.

-Por ubicación topológica

Tipo de interrupción	Ubicación
Nivel I	A nivel de las barras de media tensión de las subestaciones reductoras de distribución
Nivel II	A nivel de circuito ramales, de uno o más conductores, equipados con protecciones de operación y reposición automática o remota
Nivel III	A nivel de circuito ramales, de uno o más conductores, equipados con protecciones de reposición manual
Nivel IV	A nivel de circuitos sub-ramales a media tensión y de transformadores y alimentadores a baja tensión (redes secundarias)
Nivel V	A nivel de acometidas

Tabla 21: Clasificación de interrupciones por ubicación topológica.

Duración promedio de interrupciones de la red: índice que muestra la duración promedio de las interrupciones percibidas por el usuario y se define como:

$$D.P.I.R. = \frac{\sum_{i=1}^n A_i * T_i}{A_t}$$

Donde:

A_i = Numero de usuarios afectados por la interrupcion

T_i = Tiempo de la interrupcion i en minutos

A_t = Numeros de usuarios del sistema electrico, circuito, circuito ramal, etc.

n = Numero de interrupciones en el periodo de estudio .

Frecuencia promedio de interrupciones por abonado: representa la cantidad promedio de interrupciones percibidas por el usuario:

$$F.P.I. = \frac{\sum_{i=1}^n A_i * C}{A_t}$$

Donde:

A_i = Numero de usuarios afectados por la interrupcion

C= Total de interrupciones

At= Numeros de usuarios del sistema electrico, circuito, circuito ramal, etc.

n = Numero de interrupciones en el periodo de tiempo de estudio .

Frecuencia de interrupciones momentáneas: Representa la frecuencia con que se producen interrupciones menores o iguales a un minuto:

$$F.I.M = (NI)$$

Donde:

NI = Numero total de interrupciones con una duracion menor o igual a un minuto en un periodo dado.

Frecuencia mensual de interrupciones momentáneas: Representa la frecuencia con que se producen interrupciones menores o iguales a cinco minutos y superiores.

$$F.I.T = (NT)$$

Donde:

NI = Numero total de interrupciones con una duracion superior a un minuto e inferior o igual a cinco minutos, en un periodo dado.

Duración acumulada de interrupciones: Representa el tiempo total de interrupción en un periodo dado.

$$D.A.I = \sum_{i=1}^n Di$$

Donde:

Di= Duracion total de la interrupcion i, con duracion mayor a cinco minutos en un sistema, circuito ramal, etc.

Frecuencia de interrupciones: Es el total de interrupciones presentadas durante un tiempo dado.

$$F.I. = (NI)$$

Donde:

NI = Numero total de interrupciones en un sistema, circuito, circuito ramal, etc.

6.3. Reglamento de transmisión (Panamá)

El marco institucional del subsector eléctrico en Panamá se ha compuesto de la siguiente manera:

- **Autoridad Nacional de los servicios públicos (ASEP):** Es el ente regulador de las políticas energéticas en el área de electricidad.
- **(SNE):** Es el ente encargado de la definición de políticas energéticas y fomentar el desarrollo de energías renovables en el país.
- **(ETESA):** Es el ente responsable de planificar y operar de forma efectiva el sistema de transmisión, además se encarga de administrar el mercado mayorista del país.
- **Centro Nacional de Despacho (CND):** Es el ente encargado de desarrollar una Metodología específica que deberá definir los procedimientos para el cálculo de los recargos y retribuciones por los incumplimientos a los indicadores de calidad de energía.

6.3.1. Matriz energética y demanda máxima de energía eléctrica de Panamá

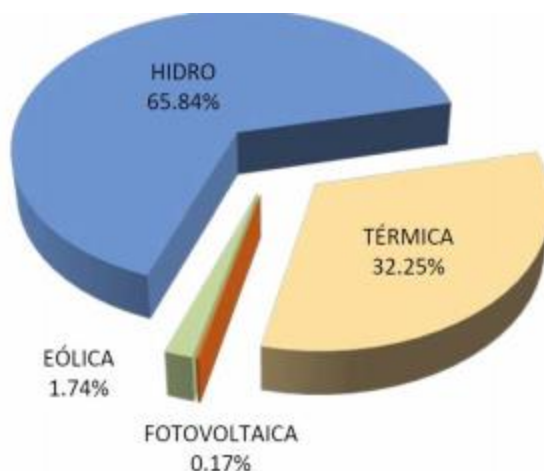


Figura 23: Matriz Energética de Panamá.

Fuente: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).

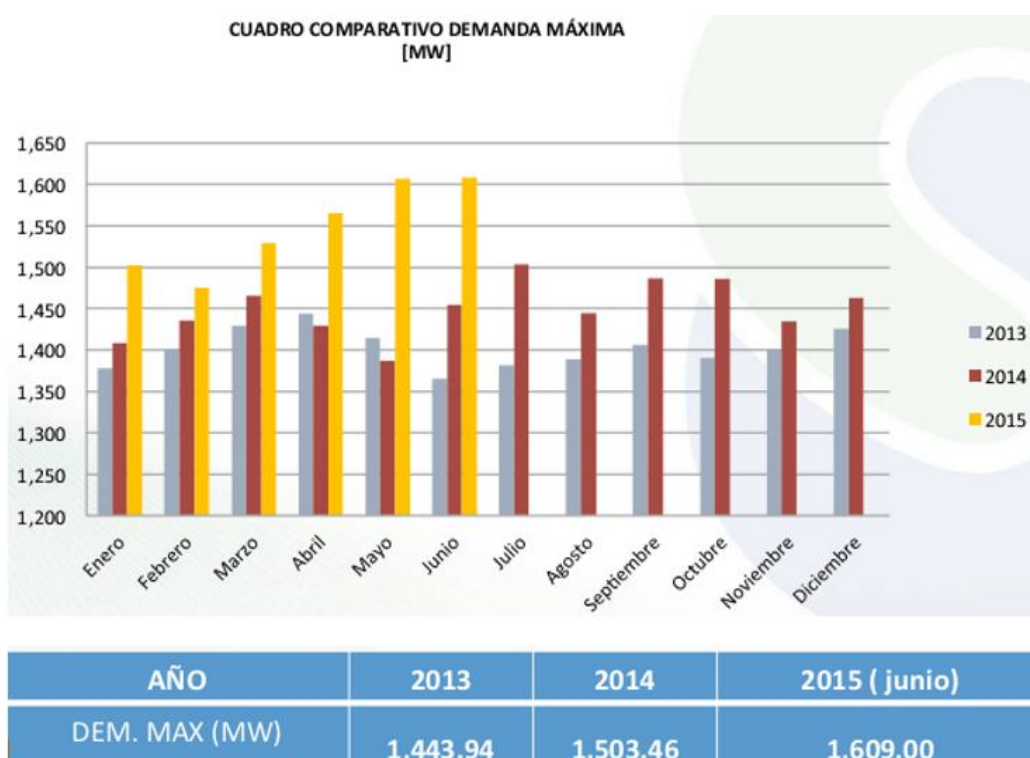


Figura 24: Demanda Energética.

Fuente: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).

Principales Distribuidoras de energía eléctrica en Panamá.

- Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A.
- Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S. A.
- Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S. A.

6.3.2. Calidad de producto técnico en el sistema de transporte de energía Panameño.

La confiabilidad del sistema de transmisión de panamá es de exclusiva responsabilidad del agente que presta dicho servicio, de tal manera que mantener los niveles de calidad acorde a los rangos permitidos dentro de la norma vigente.

En el caso de los usuarios que hacen uso del servicio de transmisión es de entera aplicación las exigencias de la norma tanto en la etapa de diseño como en la etapa de operación.

- Niveles de tensión:

En condiciones normales de operación:

Nivel de tensión	Vigencia de la norma
115 kV	±5.0%
230 kV	±5.0%

Tabla 22: Niveles de tensión en condiciones normales (Panamá)

En condiciones de emergencia:

Nivel de tensión	Vigencia de la norma
115 kV	±7.0%
230 kV	±7.0%

Tabla 23: Niveles de voltaje en condiciones de emergencia (Panamá)

- Factor de potencia: Las empresas de distribución eléctrica y los grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, deberán mantener en sus puntos de interconexión con el Sistema Principal de Transmisión y el lado de 34.5 kV de los transformadores en los casos que correspondiere, con el fin de minimizar el transporte de potencia reactiva por el Sistema de Transmisión, los siguientes “valores tolerados” del factor de potencia promedio en intervalos de 15 minutos, en operación normal y de emergencia:

Horario	Vigencia de la norma
Horas de valle Nocturno de 10:00 p.m. a 5.00 a.m.	Dentro del rango de 0.90 (-) a 0.98 (-)
Resto del día	Dentro del rango de 0.97 (-) a 1.00 (-)

Tabla 24: Horario de Duración de su normativa (Panamá)

Nota: (-) indica un factor de potencia atrasado (inductivo).

(+) Indica un factor de potencia adelantado (capacitivo).

El control del Factor de Potencia de las Empresas de Distribución Eléctrica en los Puntos de Interconexión con el Sistema de Transmisión, no se deberá afectar por las unidades de generación eléctrica conectadas a las redes de distribución, de manera que sólo se represente el Factor de potencia asociado con la Demanda de la distribuidora

- Efecto de Parpadeo (Flicker): El efecto de parpadeo en el Sistema Principal de Transmisión, deberá ser medido por el índice de Severidad del Efecto de Parpadeo de Corto Plazo (Pst). El indicador a controlar para el efecto de parpadeo, es el Índice de Severidad de Efecto de parpadeo de Corto Plazo (Pst), tal como se define en la norma IEC 868. La siguiente tabla establece los límites de Pst para diferentes tamaños de cargas conectadas a distintos niveles de tensión. Este nivel de referencia no deberá ser superado más del 5% del período de la medición.

Razón (SL / Scc)	Nivel de media y alta tensión	Pst
$SL / Scc \leq 0.005$	1 kV < U ≤ 230 kV	0.37
$0.005 < SL / Scc \leq 0.02$	1 kV < U ≤ 230 kV	0.58
$0.002 < SL / Scc \leq 0.04$	1 kV < U ≤ 230 kV	0.74
$SL / Scc > 0.04$	1 kV < U ≤ 230 kV	0.80

Tabla 25: Rangos de Efecto de parpadeo.

Donde:

SCC: Capacidad de cortocircuito del sistema en kVA en el punto de medición del Efecto de parpadeo,

SL: Potencia contratada por el cliente expresado en kVA para los niveles de Media y Alta Tensión.

- **Armónicas:** El límite admisible de distorsión armónica en el Sistema Principal de Transmisión, se indica en la tabla de tasa de Distorsión Armónica del presente Reglamento. Estos niveles de referencia se aplican para las armónicas en Alta Tensión, y no deben ser superados durante más del 5 % del período de medición.

6.3.3. Calidad de servicio técnico en el sistema de transporte de energía Panameño.

La confiabilidad del Sistema Principal de Transmisión se evaluará a través del criterio de adecuación del mismo utilizando la frecuencia de las interrupciones, la potencia interrumpida en cada una de ellas y el tiempo total que se encontró fuera de servicio la instalación afectada. Se considerará instalación afectada a toda aquella cuya salida de servicio produzca la interrupción del flujo de potencia a través de ella.

Las desconexiones que afecten a las empresas distribuidoras y a grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, debidas a problemas de servicio en el Sistema Principal de Transmisión, deberán ser medidas por los siguientes índices:

FMIK = Frecuencia media de interrupción, en el punto de interconexión por kVA conectado o Instalado:

$$FMIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVAfs_i}{kVA_{max}}$$

TTIK = Tiempo total de la interrupción, en el punto de interconexión por kVA conectado o instalado:

$$TTIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVAfs_i * Tfs_i}{kVA_{max}}$$

Donde:

kVAfsi: kVA instalado interrumpido en el punto de interconexión. En los casos en que no exista equipamiento de transformación, se computará la potencia que estaba siendo transportada antes de la interrupción a través de la instalación afectada. De no resultar posible su determinación se la considerará igual a la potencia máxima transportada por la instalación afectada en el período controlado.

kVAmax: kVA máximo instalado en el punto de interconexión. En los casos en que no exista equipamiento de transformación se considerará la potencia

máxima promedio de intervalos de 15 minutos transportada por la instalación afectada en el período controlad.

Tfsi: Duración de cada interrupción.

n: número de interrupciones en el período.

Los límites de referencia de estos indicadores, para las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, son los siguientes:

Parámetro	Vigencia de la norma
FMIK	1.5/año
TTIK	6 hr./año

Tabla 26: Tiempos de utilización de los parámetros de servicio técnico (Panamá)

En la figura 21 se muestra un aproximado de la matriz energética de cada país en la región de Centroamérica.

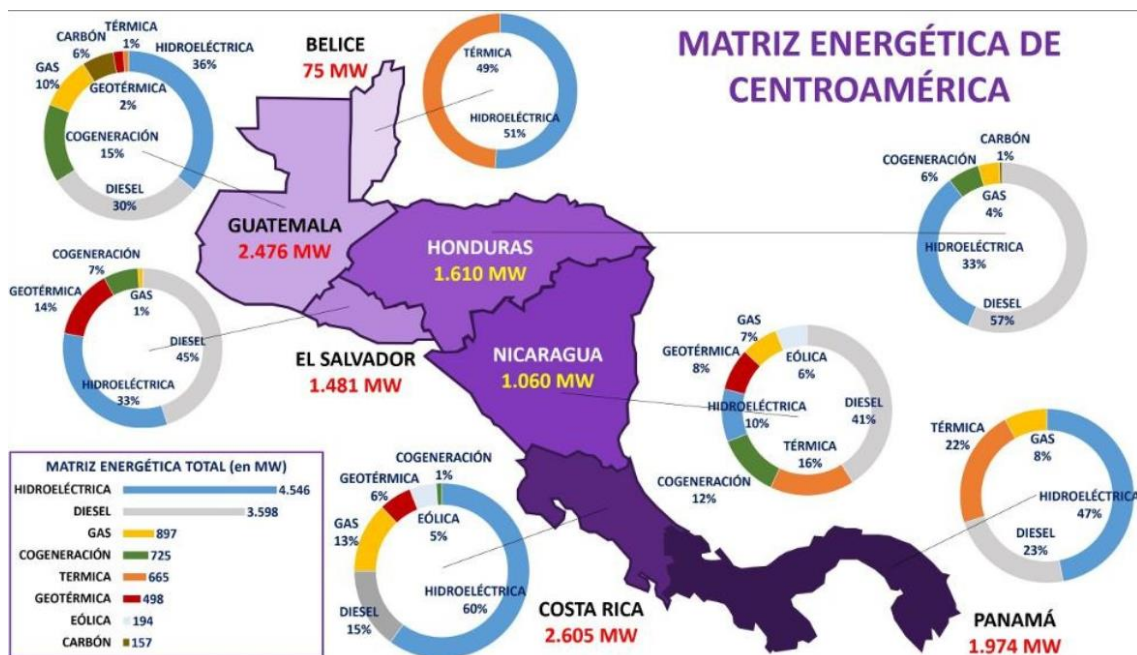


Figura 25: Resumen de la matriz energética de Centroamérica.

Fuente: Fundación Avina.

6.4 Tabla comparativa de parámetros de calidad entre normativas en la región de Centroamérica

País		Guatemala	Costa Rica	Panamá
Parámetro				
Nombre de la norma		Norma Técnica de Calidad de Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS)	<ul style="list-style-type: none"> - Calidad en el servicio de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica (AR-NTGT, producto técnico). - Calidad de la Continuidad del Suministro Eléctrico (AR-NTCSE) 	Reglamento de transmisión
Entidad rectora que aplica y vela por el cumplimiento de la norma		Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP)	Centro Nacional de Despacho (CND)
Calidad de producto técnico	Regulación de tensión	Tolerancia admisible de un 5%	Tolerancia admisible de un 5%	Tolerancia admisible de un 5%
	Tensión armónica	Dependerá de los parámetros de la línea, según tabla 2 de norma IEEE 519	Dependerá de los parámetros de la línea, según tabla 2 de norma IEEE 519	Dependerá de los parámetros de la línea, según tabla 2 de norma IEEE 519
	Corriente armónica	Dependerá de los parámetros de la línea, según tabla 2 de norma IEEE 519	Dependerá de los parámetros de la línea, según tabla 2 de norma IEEE 519	Dependerá de los parámetros de la línea, según tabla 2 de norma IEEE 519
	Flicker	$P_{st} \leq 1$	$P_{st} \leq 1$	Dependerá de la razón S_L/S_{CC} $P_{st} \leq 1$
	Desbalance de fases	Porcentaje admisible de 10% para el desbalance de corriente	Porcentaje admisible de 1% para el desbalance de corriente	No se indica nada al respecto
	Factor de potencia	Es de 0.90 inductivo a toda hora.	No se indica nada al respecto	Horas de Valle Nocturno: entre 0.90 y 0.98 inductivos. Resto del día: entre 0.97 y 1 inductivos.

	Frecuencia	No se indica nada al respecto	No debe ser inferior a 57.5 Hz durante el régimen transitorio	No se indica nada al respecto.
Calidad de servicio técnico	Índices de confiabilidad	NTIFLi, DTIFLi	DPIR, FPI, FIM, FIT, DAI, FI	FMIK, TTIK,

Naturalmente y debido a su extensión territorial, los sistemas de transporte de energía difieren en niveles de tensión, extensión de líneas, robustez, confiabilidad, etc. Por lo que cada norma refleja la realidad del sistema de transporte de energía del país que proviene, pero se ha de notar que hay ciertos índices que se utilizan indistintamente del tamaño del sistema de transporte en cuestión.

Del contraste de las normas de calidad de transporte de energía en los países seleccionados de Centroamérica, se concluye lo siguiente:

- Todos los países adoptaron los mismos índices de calidad de producto técnico. La mayor parte de valores de estos índices de calidad son idénticos, como es el caso de la tolerancia en la regulación de tensión, Flicker y del contenido de armónicos en la tensión y en la corriente. Hay diferencias notables en el factor de potencia, que se especifica para toda hora en Guatemala, pero en el caso de Panamá se hace una diferenciación entre valle nocturno y el resto del día.
- Con respecto a los parámetros de calidad de servicio técnico se tiene como consideración más importante la duración y frecuencia de las interrupciones, siendo diferente la nomenclatura usada para definir los índices entre cada uno de los países, Exceptuando la norma de Costa Rica, la cual es más restrictiva debido a la mayor cantidad de índices exigidos en la misma.

Se considera que la norma de Guatemala contiene una estructura y conceptos más claros que las demás en la sección de calidad de producto técnico y sanciones. Para la sección de confiabilidad y servicio técnico, la norma de Costa Rica es más robusta, y se adoptarán esos criterios.

VII. PROPUESTA DE NORMATIVA PARA EL SALVADOR.

1. Disposiciones Generales

1.1. Definiciones.

Artículo 1: Definiciones.

Para los efectos de esta Norma, se establecen las siguientes definiciones.

Norma: Conjunto de documentos técnicos.

Calidad: Características de la electricidad en un punto dado de una red de energía eléctrica, evaluadas con relación a un conjunto de parámetros técnicos de referencia.

ROBCP: Reglamento de Operaciones del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costes de Producción.

UT: Unidad de Transacciones.

SIGET: Súper intendencia General de Electricidad y telecomunicaciones.

Participantes de mercado: Son los Agentes e Integrantes del Mercado mayorista y grandes usuarios que están conectados al sistema de transmisión.

Distorsión Armónica: distorsión de la forma de onda, desvió permanente de la forma ideal de una señal sinusoidal tanto como en corriente o tensión.

Flicker: variación rápida y cíclica del voltaje que causa una fluctuación correspondiente en la luminosidad de las lámparas a una frecuencia detectable por el ojo humano, estas variaciones normalmente exceden el limite especificado de 0.095 a 1.05 [p, u].

1.2. Objetivo y Alcance.

Artículo 2. Objetivo.

El objetivo de la Norma es regular y establecer los índices para calificar la calidad de los servicios de transmisión, tolerancias permisibles, métodos de control, todo respecto a los siguientes partes:

- Calidad del producto por parte del transportista
 - Regulación de tensión
 - Distorsión Armónica
 - Flicker

- Incidencia de los participantes en la calidad del producto
 - Desbalance de corriente.
 - Distorsión armónica
 - Flicker
 - Factor de potencia.

- Calidad de servicio técnico.
 - Indisponibilidad forzada de la línea.
 - Indisponibilidad programada.
 - Duración promedio de interrupciones por abandono
 - Frecuencia promedio de interrupciones al usuario
 - Frecuencia de interrupciones momentáneas
 - Frecuencia mensual de interrupciones momentáneas
 - Duración acumulada de interrupciones
 - Frecuencia de interrupciones

Artículo 3, Alcance.

Esta norma es de aplicación para la empresa de transmisión de energía eléctrica de El Salvador, en este caso el transmisor y para los participantes que hacen uso de los sistemas de transporte de energía eléctrica. También cabe decir que el ente encargado para la regulación de los indicadores propuestos en esta normativa será llevado a cabo de la SIGET.

2. Sistema de control y obligaciones

2.1. Sistema de medición y control de calidad.

Artículo 4, Sistema de medición y control de calidad del servicio.

El objetivo del sistema de medición y control de calidad del servicio, es que todo transportista disponga de un sistema auditable que permita, como mínimo con lo siguiente:

- 4.1 Análisis y tratamiento de las mediciones realizadas, para verificar la calidad del producto.
- 4.2 Mantener un registro de los valores medidos de cada parámetro, para cada participante conectado, correspondiente a por lo menos los últimos cinco años.
- 4.3 Formulación y desarrollo de los procedimientos y/o mecanismos utilizados para la recopilación de información.
- 4.4 Realización de pruebas pertinentes que permitan realizar una auditoría del funcionamiento del sistema.

2.2. Derecho y obligaciones de la empresa Transmisora.

Artículo 5

- 5.1 Suministrar a los participantes conectados a la red de transmisión, un servicio que cumpla con los índices de calidad establecidos.
- 5.2 Tener presencia en los aspectos de la coordinación de mantenimiento dados por los participantes.
- 5.3 Prestar el Servicio de Transmisión, permitiendo el acceso abierto y no discriminatorio de usuarios a sus instalaciones a cambio de los Cargos de Transmisión que de ello surjan, en los términos del Marco legal vigente para el Sector Eléctrico.
- 5.4 Disponer de los equipos de control y protección necesarios para aislar los efectos, sobre sus respectivas instalaciones, de fallas producidas en equipamientos pertenecientes a otros usuarios.
- 5.5 Cumplir en la operación y en el diseño con todas las normas ambientales y técnicas vigentes.
- 5.6 La empresa que presta el servicio de transmisión, deberá notificar previamente al usuario afectado sobre la fecha de su desconexión y el motivo, no siendo necesario esta notificación previa, en los casos en que se ponga en serio riesgo la seguridad del personal y/o los equipos del Sistema de potencia.

2.3. Derecho y obligaciones de los participantes conectados al sistema de transmisión.

Artículo 6

Conectarse a las instalaciones del Sistema de Transmisión en uno o más puntos respetando para ello las normas, procedimientos y las disposiciones que establecen este Reglamento y el Reglamento de Operación pagando por este servicio los Cargos de Transmisión.

3. Calidad de Producto Técnico.

3.1. Generalidades.

Artículo 7. Evaluación de la calidad del producto por parte del transportista.

La calidad del producto suministrada por la transmisora, será evaluada por medio de un sistema de medición y control de calidad de servicio eléctrico en transmisión, de manera que permita identificar si se excede las tolerancias permitidas establecidas en esta normativa para Regulación de tensión, distorsión armónica y Flicker.

Artículo 8. Incidencia de los participantes en la calidad de producto.

La incidencia por parte de los participantes será evaluada por medio de un sistema de medición y control de calidad de producto, de manera que permita identificar si exceden las tolerancias establecidas respecto a la Distorsión armónica, Flicker y Factor de potencia.

Artículo 9. Periodo de Control.

El control de la calidad del producto será efectuado por la Transmisora, mediante mediciones en periodos mensuales denominado periodos de control, en los puntos de conexión de la transmisora con los participantes.

Artículo 10. Periodo de Medición.

Dentro del periodo de control, el lapso mínimo para la medición de los parámetros de Distorsión armónica y Flicker será de siete días continuos y para los parámetros de regulación de tensión, desbalance de corriente y factor de potencia el tiempo de medición corresponde a los días del mes, a estos tiempos se les denominado periodo de medición.

Artículo 11. Intervalo de Medición.

Dentro del periodo de medición, la medición de los parámetros regulación de tensión, desbalance de corriente y factor de potencia será en intervalos de quince minutos. Para el caso de distorsión armónica y Flicker el intervalo a usar será de diez minutos. A estos lapsos de tiempo se les denomina intervalo de medición (k).

3.2. Regulación de Tensión.

Artículo 12. Índice de Calidad.

El índice para evaluar la tensión de entrega en un intervalo de medición mensual (k), es la diferencia (ΔV_k) entre la media de los valores eficaces (RMS) medidos en el punto de entrega (V_k) y el valor de la tensión nominal (V_n) del mismo punto. Este indicador esta expresado como un porcentaje de la tensión nominal del punto.

$$\text{Indice de regulacion de tension} = \Delta V_k(\%) = \frac{V_k - V_n}{V_n} * 100$$

Artículo 13. Tolerancias.

Las tolerancias para la regulación de tensión tendrán los mismos valores establecidos por el Anexo 12 del ROBCP.

Artículo 14. Control para la regulación de tensión

Transportista: deberá efectuar las mediciones en periodos mensuales, en cada uno de los puntos de conexión al sistema de transporte de los participantes, el cual no debe exceder de los límites permitidos.

3.3. Distorsión armónica de la Tensión.

Artículo 15. Índice para la distorsión armónica de la tensión.

El índice esta dado en porcentaje y se calcula utilizando la siguiente formula:

$$DATT(\%) = \sqrt{\sum \frac{V_i^2}{V_1^2}} * 100$$

$$DAIT(\%) = \frac{V_i}{V_1} * 100$$

En donde:

DATT(%): Distorsión armónica de la Tensión Total

DAIT(%): Distorsión armonía individual de la tensión.

V_i: Componente de tensión armónica de orden *i*

V₁: componente de la tensión con la frecuencia fundamental (60HZ)

Artículo 16. Tolerancia para la distorsión armónica de la tensión.

Para el caso de la tolerancia del DATT serán reguladas por los siguientes valores en la tabla.

ORDEN DE LA ARMÓNICA (n)	DISTORSIÓN ARMÓNICA INDIVIDUAL DE TENSIÓN, DAIT [%]	
	BAJA Y MEDIA TENSIÓN V≤60 kV	ALTA TENSIÓN 60kV < V ≤ 230 kV
Impares no múltiplos de 3		
5	6.0	2.0
7	5.0	2.0
11	3.5	1.5
13	3.0	1.5
17	2.0	1.0
19	1.5	1.0
23	1.5	0.7
25	1.5	0.7
>25	0.2 + 1.3*25/n	0.1 + 0.6*25/n
Impares múltiplos de 3		
3	5.0	2.0

9	1.5	1.0
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
>21	0.2	0.2
Pares		
2	2.0	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.5	0.4
10	0.5	0.4
12	0.2	0.2
>12	0.2	0.2
Distorsión armónica total de tensión, DATT, en %	8	3

Tabla 27: Tolerancias propuestas para el DATT.

3.4. Flicker en la Tensión.

Artículo 17. Índice y Tolerancia para el Flicker de la Tensión.

El indicador del efecto de parpadeo, es medido con el índice de severidad de efecto de parpadeo a corto plazo **Pst**.

Este índice con tolerancia máxima para el Flicker de:

$$Pst \leq 1$$

Se tomó como base, algunos reglamentos de la SIGET, donde establecen normas de medición para medición de Flicker por puntos. La norma a utilizar es la IEC61000-4-15, y la modalidad de selección de puntos de medición de Flicker utilizada por la SIGET consiste en la elección de un punto de medición por cada 60,000 usuarios. Si no se cuenta con el número de usuarios, se exige una medición válida de efecto de parpadeo (Flicker) por mes.

4. Incidencia en la calidad de Producto Técnico por los participantes de la red de transmisión.

4.1. Desbalance de corriente.

Artículo 18. Calidad del desbalance de corriente.

El índice para evaluar el desbalance de corriente del participante, se determinará con la comparación de los valores de corriente de cada fase, medidos en el punto de entrega y registrados en cada intervalo de medición mensual (k).

$$\Delta DC(\%) = \left(\frac{3 * I_{max}}{(I_a + I_b + I_c)} \right) \times 100$$

Donde:

$\Delta DC(\%)$: Porcentaje de Desbalance de corriente por parte del participante.

I_{max} : Máxima desviación de corriente en cualquier fase, respecto al promedio de las 3 fases medida en un intervalo de medición (k).

I_a : Corriente en la fase a registrada en un tiempo de medición (k).

I_b : Corriente en la fase b registrada en un tiempo de medición (k).

I_c : Corriente en la fase c registrada en un tiempo de medición (k).

Para poder obtener bien las mediciones de cada uno de los para metros de corriente se tomará como el tiempo de medición (k) en intervalos de 10 min.

Artículo 19. Tolerancias y control para el desbalance de corriente.

Se establece una tolerancia de diez por ciento (10%), para el desbalance de corriente, se considera que un participante afecta la calidad de energía eléctrica cuando en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento, del correspondiente al total del periodo de medición mensual, las mediciones obtenidas sobrepasen la tolerancia descrita anteriormente.

Para el control para el desbalance de corriente será llevado mediante mediciones en los puntos que el transportista considere necesarios a efectos de identificar cuales participantes afectan la calidad del servicio de transporte

4.2. Distorsión armónica de la corriente de carga por los participantes.

Artículo 20. Índice de Calidad y tolerancias.

El índice está dado por la distorsión armónica de la corriente de carga medida en el punto de conexión. Para tensiones mayores de 600v y potencias de carga mayores de 10kw, se utiliza.

$$DATI(\%) = \sqrt{\sum \frac{I_i^2}{I_1^2}} * 100$$

$$DAII = \frac{I_i}{I_1} * 100$$

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 .

I_1 : Componente de la intensidad de corriente de la frecuencia fundamental (60Hz).

La tolerancia para la distorsión armónica de la corriente está dada por la siguiente tabla.

ORDEN DE LA ARMÓNICA (n)	P≤10 KW V≤600V	P>10KW 600V<V≤115 KV
	INTENSIDAD ARMÓNICA MÁXIMA(AMP)	DISTORSIÓN ARMÓNICA INDIVIDUAL DE CORRIENTE DAII, EN %
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	0.20	1.6
25	0.18	1.6
>25	4.5/n	0.2+0.8*25/n
IMPARES MÚLTIPLOS DE 3		
3	4.60	16.6
9	0.8	2.2
15	0.30	0.6
21	0.21	0.4
>21	4.5/n	0.3
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 DATI, EN %	--	20
--	----	----

Tabla 28: Tolerancias para DATI

Para poder obtener bien las mediciones de cada uno de los parámetros de corriente se tomará como el tiempo de medición mensual en intervalos de 10 min.

Artículo 21. Control de distorsión armónica.

El control de la Distorsión armónica de la corriente de los participantes es responsabilidad del transportista. El control se realizará por medio de mediciones realizadas en el punto de conexión del transportista y otros participantes. Los puntos serán elegidos por el transportista. Las mediciones deberán efectuarse de acuerdo a la norma IEC 1000-4-7

4.3. Flicker de los participantes.

Artículo 22. Índice de Flicker y tolerancia

El índice de Flicker generado por el Usuario se determina por el Índice de severidad de Flicker de corto plazo (Pst) medido sobre la impedancia referencia fijada por la norma IEC 868, se establece los límites de Pst para distintos tamaños de cargas conectadas a distintos niveles de tensión.

Razón (SL / Scc)	Nivel de media y alta tensión	Pst
SL / Scc ≤ 0.005	1 kV < U ≤ 230 kV	0.37
0.005 < SL / Scc ≤ 0.02	1 kV < U ≤ 230 kV	0.58
0.002 < SL / Scc ≤ 0.04	1 kV < U ≤ 230 kV	0.74
SL / Scc > 0.04	1 kV < U ≤ 230 kV	0.80

Tabla 29: Tolerancias para el Flicker.

5. Calidad de Servicio Técnico.

5.1. Generalidades.

Artículo 23. Evaluación de la Calidad del Servicio Técnico.

La evaluación de la calidad del servicio técnico se hará por medio del sistema de medición y control de los participantes, en función de la duración de la indisponibilidad, en minutos, del número de salidas o indisponibilidades forzadas y de sobrecostos que sus restricciones produzcan en el sistema de transmisión. Con respecto a los límites de estos índices de calidad de servicio técnico, será responsabilidad del regulador, la definición de estos de acuerdo al ejercicio.

Artículo 24. Periodo de Control

El control de la calidad del servicio técnico se llevará a cabo en periodos anuales continuos en lo referente al número de salidas o indisponibilidad forzada y la duración total de la indisponibilidad forzada para los casos restante, el periodo de control será mensual.

Artículo 25. Tipos de indisponibilidad.

Se considera como indisponibilidad toda circunstancia o falla que impida o restrinja la circulación de flujo eléctrico a los participantes del sistema de transporte, incluyendo la disponibilidad forzada en líneas, la indisponibilidad del equipo de compensación, la indisponibilidad programada, las desconexiones automáticas y la reducción a la capacidad de transporte.

Artículo 26. Clasificación de Indisponibilidad.

La calidad del servicio técnico del transportista respecto con las indisponibilidades de las líneas de transmisión, dependerá de la categoría y tensión de las líneas y se evaluará en función en el número de salidas. No se contarán las indisponibilidades de líneas paralelas (igual nodo inicial y final), en número y tiempo, si las mismas no causan la interrupción del servicio de energía eléctrica de al menos un usuario en cualquier nivel de tensión.

5.2. Indisponibilidad forzada de líneas de transmisión.

Artículo 27. Número Total y duración de indisponibilidades de la línea

Se llevará un conteo de cuantas veces el sistema de transmisión no estuvo disponible para proveer su servicio, para realizar esto se utilizará el índice denominado número total de indisponibilidades de la línea i , $NTIFLi$, durante un periodo de control es:

$$NTIFLi = \sum_{j=i}^n IFjLi$$

Donde:

$IFjLi$: Es la indisponibilidad forzada de j de la línea i

n : Es el número total de indisponibilidad forzadas de la línea i .

También es necesario saber el tiempo que duraron estas interrupciones en el sistema de transmisión para conocer esto se utilizara el índice denominado como duración total de indisponibilidades de la línea, $DTIFLi$, durante un periodo de control es:

$$DTIFLi = \sum_{j=i}^n DIFjLi$$

Donde:

$DIFjLi$: Duración de indisponibilidad forzada de j de la línea i

n : Es el número total de indisponibilidad forzadas de la línea i .

Siendo el límite de indisponibilidades forzadas en la línea sobre cien kilómetros de línea, de cinco indisponibilidades permitidas para un año.

5.3. Indisponibilidad programada

Artículo 28. Indisponibilidad programada.

Para las indisponibilidades programadas se tomará en cuenta que si la empresa requiere interrumpir el suministro eléctrico debidos a los trabajos en la red de transmisión deberá avisar a los abonados y usuarios afectados con un mínimo de:

- A. Tres (3) semanas de anticipación cuando las tareas por ejecutar no superen tres horas.
- B. Tres (3) meses de anticipación cuando el tiempo sea superior a tres horas

En los casos imprescindibles de operación, mantenimiento, construcción o reparación en que la empresa de energía eléctrica requiera interrumpir el suministro eléctrico, la empresa dentro, a solicitud de la Autoridad Reguladora, deberá brindar un informe, dentro de los dos días hábiles siguientes a la interrupción, sobre lo ocurrido y las causas y motivos que la originaron.

El aviso o prevención de la suspensión del servicio se realizará por lo menos con el plazo indicado en A y en B anteriormente.

5.4. Duración promedio de interrupciones de la red.

Artículo 29.

El índice que muestra la duración promedio de las interrupciones percibidas por sus usuarios será utilizado para futuras penalizaciones al transportista define como:

$$D.P.I.R. = \frac{\sum_{i=1}^n A_i * T_i}{At}$$

Donde:

A_i = Numero de usuarios afectados por la interrupcion

T_i = Tiempo de la interrupcion i en minutos

At = Numeros de usuarios del sistema electrico, circuito, circuito ramal, etc.

n = Numero de interrupciones en el periodo de estudio .

5.5. Frecuencia promedio de interrupciones abandono.

Artículo 30.

Representa la cantidad promedio de interrupciones percibidas por el usuario:

$$F.P.I. = \frac{\sum_{i=1}^n A_i * C}{At}$$

Donde:

A_i = Numero de usuarios afectados por la interrupcion

C = Total de interrupciones

At = Numeros de usuarios del sistema electrico, circuito, circuito ramal, etc.

n = Numero de interrupciones en el periodo de tiempo de estudio .

5.6. Frecuencia de interrupciones momentáneas.

Artículo 31

Representa la frecuencia con que se producen interrupciones menores o iguales a un minuto:

$$F.I.M = (NI)$$

Donde:

NI :Numero total de interrupciones con una duracion menor o igual a un minuto en un periodo dado.

5.7. Frecuencia mensual de interrupción momentánea.

Artículo 32

Representa la frecuencia con que se producen interrupciones menores o iguales a cinco minutos y superiores.

$$F.I.T = (NT)$$

Donde:

NI = Numero total de interrupciones con una duracion superior a un minuto e inferior o igual a cinco minutos, en un periodo dado.

5.8. Duración acumulada de interrupciones.

Artículo 33

Representa el tiempo total de interrupción en un periodo dado.

$$D. A. I = \sum_{i=1}^n D_i$$

Donde:

D_i = Duración total de la interrupción i , con duración mayor a cinco minutos en un sistema, circuito ramal, etc.

5.9. Frecuencia de Interrupciones.

Artículo 34

Es el total de interrupciones presentadas durante un tiempo dado.

$$F. I. = (NI)$$

Donde:

NI = Número total de interrupciones en un sistema, circuito, circuito ramal, etc.

Registro de parámetros de calidad de servicio técnico

A continuación, se muestra un listado de los parámetros adoptados para determinar la calidad del servicio técnico, aplicado a las líneas de transmisión, teniendo en cuenta participantes del mercado y grandes usuarios conectados a las redes de transmisión:

1. Número de indisponibilidades forzadas y sus duraciones.
2. Número de indisponibilidades programadas y sus duraciones.
3. Duración promedio de interrupciones totales en la red (incluye número de usuarios afectados por la interrupción, duración de las interrupciones, número de usuarios por circuito, número de interrupciones totales en periodo de estudio).
4. Frecuencia promedio de interrupciones abandono (incluye número de usuarios afectados, total de interrupciones, número de usuarios totales por circuito, número de interrupciones en periodo de tiempo de estudio).
5. Número de interrupciones momentáneas mensuales y anuales.
6. Duración total de todas las interrupciones con duración mayor a cinco minutos en una línea.

La Unidad de Transacciones cuenta con un registro donde se incluyen la mayor parte de mediciones realizadas de estos parámetros en las líneas de transmisión. La SIGET es la encargada de realizar los cálculos de estos indicadores, para tal efecto, la Unidad de Transacciones enviará mensualmente el reporte de mediciones a la SIGET.

VIII. CONCLUSIONES

Tras haber realizado el presente trabajo de investigación, y tras las consultas bibliográficas y reuniones con distintas entidades que componen el sistema eléctrico del país, se concluye lo siguiente:

- Comparando como se ha ido desarrollando el sistema se puede ver un incremento de fallas en las líneas de transmisión de nivel de tensión de 115kv, este aumento de fallas es de 0.6% mayor al de hace 5 años según los datos de la U.T, lo cual conlleva, que es necesario poseer más regulaciones con las fallas del sistema de transmisión del país, para evitar un incremento mayor en el futuro.
- Se lograron abarcar los criterios generales en cuanto a la calidad de producto y servicio técnico, al haber adoptado las normas e índices pertinentes. Para el caso del producto técnico, se consideraron los criterios básicos que califican a la energía transportada, y en el caso del producto técnico, se consideraron la mayor cantidad de tipos de indisponibilidades y contabilizando sus respectivas duraciones. Dichas normas califican con suficiente margen a la calidad del producto técnico, pero podrían ser ampliadas en cuanto al servicio técnico. Una investigación de normas como las IEC, otras normas IEEE y la revisión de normativas de distintas regiones de Sur América podrían abonar a esto.
- El tema de definición de sanciones es una cuestión delicada en cualquier área, puesto que implica imponer un costo por incumplimiento de los índices de calidad (en este caso) tanto de producto como de servicio técnico el cual un alcance que se encuentra fuera del presente trabajo. Se realizó una aproximación teórica, proponiendo las fórmulas que se encuentran en el apartado de servicio técnico del capítulo 6 de este trabajo de investigación. En el caso de las sanciones es el ente regulador el responsable de determinar y aplicar las penalidades pertinentes.
- A pesar de que existen normativas que regulan la calidad de la energía eléctrica en las redes de transmisión regionales propias de cada país, en El Salvador solamente se cumple con los límites propuestos por la EOR, a través del ROBCP. La implementación de una regulación propia del sistema de transmisión nacional supone una alta inversión para los PMs, pero vendría a significar una mayor robusteza y confiabilidad del sistema eléctrico nacional.

IX. RECOMENDACIONES

De la investigación realizada, y con la intención de facilitar el proceso de futuras investigaciones acerca del tema, se proponen las siguientes recomendaciones:

- En un futuro con relación a la confiabilidad del sistema de transmisión del país, es preferible hacer un análisis de confiabilidad probabilística, por el hecho que no se puede partir de un análisis superficial para ver la confiabilidad del sistema energético de un país, este proporciona una noción más fiel a la situación de confiabilidad de un sistema en específico, ya que este valora el comportamiento en conjunto del sistema de transmisión con el de generación, los cuales van de la mano.
- Si bien, se partió de un contraste entre normativas de países de la región centroamericana, dada la naturaleza del trabajo de investigación y que en su mayoría los sistemas eléctricos son similares, sería interesante contrastar con países del resto de Latinoamérica, y analizar los resultados que devuelva la comparación.
- Se recomiendan las lecturas del anexo 12 del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP) y de los boletines estadísticos, ambos documentos publicados por la Unidad de Transacciones. En el anexo 12 del ROBCP se pueden encontrar valores de referencia en las normas de calidad y seguridad operativas, valores que representan un punto de partida en las siguientes investigaciones en relación a la calidad del producto técnico. Por otra parte, en los boletines se puede consultar la disponibilidad del sistema de transmisión del país, estadísticas que muestran el nivel de confiabilidad (calidad de servicio técnico) con el que cuentan.
- Para tener un mejor control de los indicadores se recomienda que el ente pertinente en este caso SIGET imponga sanciones para el incumplimiento de los límites y tolerancias propuestos en la presente normativa. El transportista será penalizado por la ENS que no entregue al sistema de transmisión.
- Para efecto de aplicación de la normativa se requiere de etapas necesarias considerando los tiempos y los criterios pertinentes de cada una de ellas, necesarios para la total aplicación de la normativa en el sistema de transporte del país.

X. BIBLIOGRAFÍA

A continuación, se listan las fuentes bibliográficas consultadas para la realización del presente trabajo de investigación:

IEEE STD 1159-1995. IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality.

IEC 61000-4-30. International Standard part 4-30 Testing and measurement Techniques-power Quality measurement methods.

IEEE STD 493 -2017. Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems, Gold Book.

Anexo 12, Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP).

Informes estadísticos publicados por la UT, del 2014 al 2018.

Norma Técnica de Calidad de la continuidad del suministro eléctrico AR-DTCSE, Costa Rica.

Norma Técnica de Calidad de voltaje de suministro AR-NTCVS, Costa Rica.

Reglamento de Transmisión, Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2019, Panamá.

Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional, 2018, EOR.

X.1. ANEXOS



BOLETÍN
ESTADÍSTICO

Diciembre
2018



Contenido

Referencias	3	
Resumen.....	4	
Inyecciones	5	
Comportamiento de la demanda de energía.....	5	
♦ Tasa de variación anual (promedio móvil 12 meses)	5	
♦ Tasa de variación anual (promedio móvil 6 meses)	5	
♦ Tasa de variación anual (promedio móvil 3 meses)	5	
Inyecciones por recurso	6	
Inyección nacional por participante de mercado	6	
Contratos de inyección	6	
Retiros 7		
Contratos Bilaterales por Participante de Mercado.....	7	
Contratos de Libre Concurrencia por Participante de mercado.....	7	
Mercado Regulador del Sistema por participante de mercado.....	7	
Comercio Internacional.....	8	
♦ Importaciones por participante de mercado	8	
♦ Exportaciones por participante de mercado	8	
Evolución de los precios.....	9	
♦ Precios Promedios Mensuales	9	
♦ Precios Horarios	10	
♦ Precios Promedios Diarios y Acumulados	24	
♦ Composición del Precio Promedio Mensual	25	
Otras Estadísticas.....	26	
♦ Energía No Servida, Pérdidas e Interrupciones	26	
♦ Sistema de Transmisión	27	
♦ Demanda Máxima de Potencia	31	
♦ Reserva Rodante y Reserva Fría en Demanda Máxima	32	
♦ Precios de los Combustibles puestos en planta (US\$/bbl)	33	
♦ Niveles (msnm)	34	
♦ Interrupciones del Servicio	35	
♦ Programa Anual de Mantenimientos Mayores (PAMM)	37	



Referencias

Variación Mensual: Relación entre el mes actual y el mes anterior.

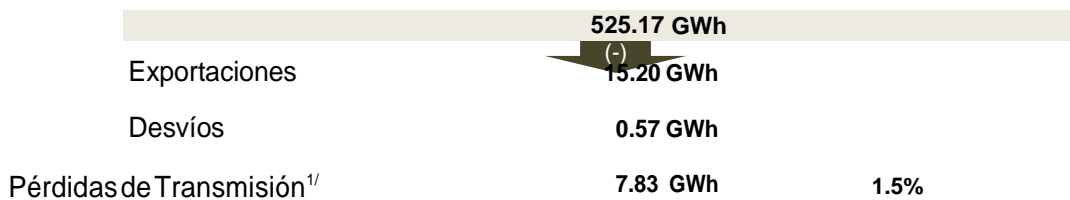
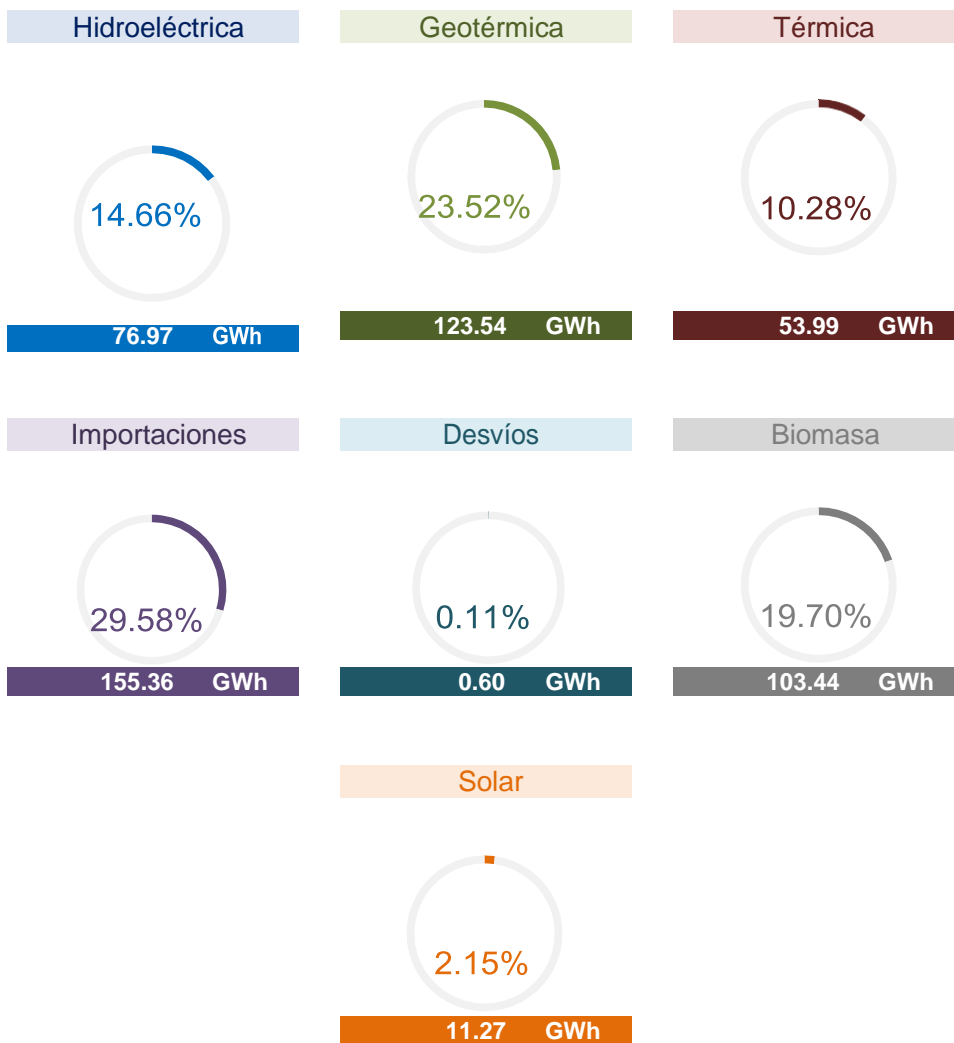
Variación Anual: Relación entre el mes actual y el mismo mes del año anterior.

Acumulado Anual: Relación del promedio acumulado del año
y el mismo período del año anterior.

Variación de 3 meses: Relación entre el promedio móvil de 3 meses del período actual
y el mismo período del año anterior.

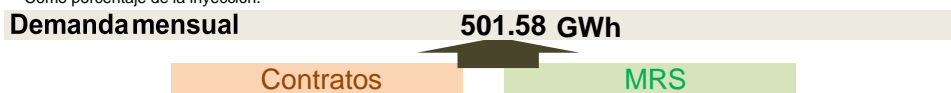


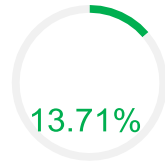
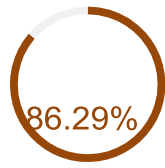
Resumen



1/

Como porcentaje de la inyección.





432.79 GWh

68.78 GWh

**Demanda Máxima de Potencia
(MW)**

Promedio mensual MRS

973

\$101.20



Inyecciones

Rubros	Diciembre 2018		Var. %	Acumulado Anual ^{2/}		Últimos 3 meses ^{2/}		Últimos 12 meses ^{2/}	
	GWh	Var. % ^{2/}	Anual ^{2/}	GWh	Var. %	GWh	Var. %	GWh	Var. %
Generación nacional transada	369.2	-8.6	-2.9	4,778.5	-2.1	393.7	-0.8	398.2	-2.1
Intercambios Internacionales (+/-) ^{1/}	140.2	5.5	2.1	1,759.3	11.0	138.0	4.5	146.6	11.0
Pérdidas de transmisión	7.8	-18.1	0.2	118.4	-0.9	9.3	3.5	9.9	-0.9
Demanda Mercado Mayorista	501.6	-4.9	-1.6	6,419.3	1.2	522.3	0.5	534.9	1.2

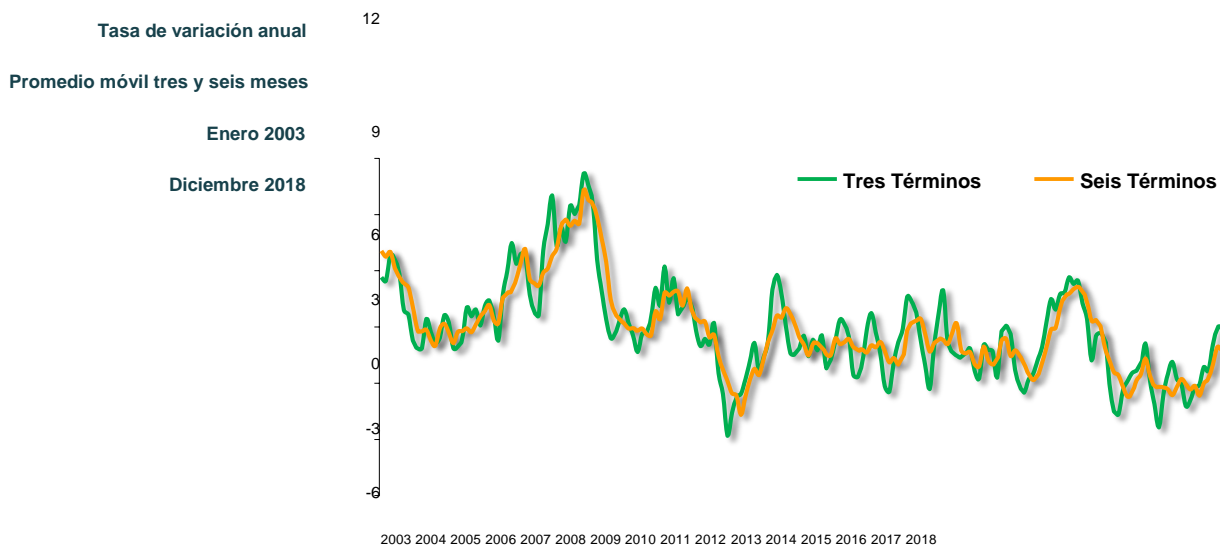
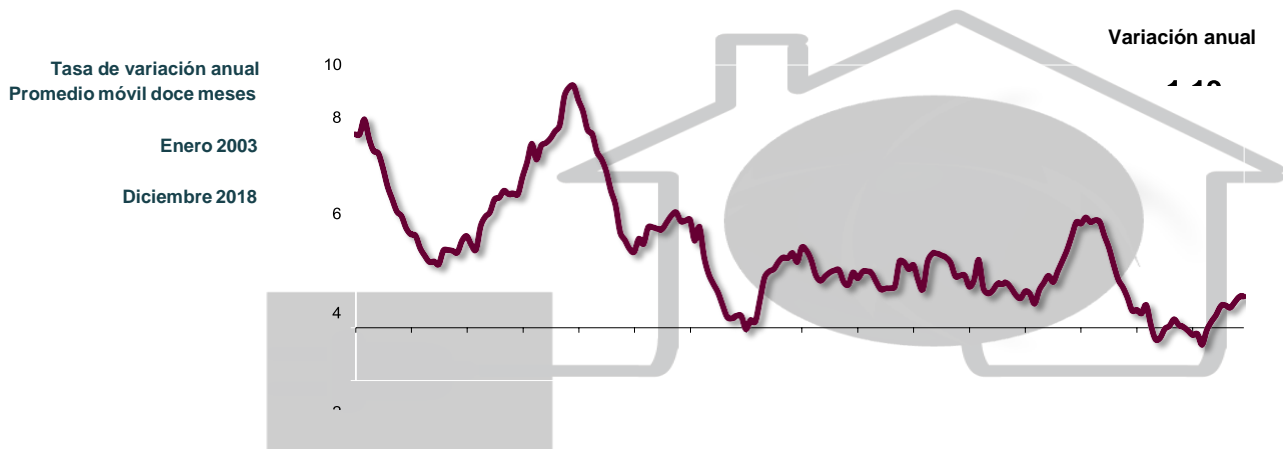
^{1/} Signo (+) : Saldo comercial neto a favor de importaciones

Signo (-) : Saldo comercial neto a favor de exportaciones

Incluye desvíos

^{2/} Para el detalle de los períodos ver el apartado de Referencias de la Pág. 3.

Comportamiento de la demanda de energía en el Mercado Mayorista de Electricidad





Inyecciones Por Recurso Inyectado

Participante de mercado	Diciembre 2018		Var. %	Acumulado Anual ^{2/}		Últimos 3 meses ^{2/}		Últimos 12 meses ^{2/}	
	GWh	Var. % ^{2/}	Anual ^{2/}	GWh	Var. %	GWh	Var. %	GWh	Var. %
Hidroeléctrica	77.0	-41.0	-12.7	1,543.7	-4.4	138.1	-11.5	128.6	-4.4
Geotérmica	123.5	3.3	9.4	1,437.3	-1.6	116.4	0.5	119.8	-1.6
Térmica	54.0	-52.1	-37.4	1,179.6	-27.5	84.3	-3.9	98.3	-27.5
Biomasa	103.4	237.3	27.1	488.7	500.6	44.7	64.9	40.7	500.6
Solar	11.3	8.2	-2.2	129.2	36.4	10.2	1.0	10.8	36.4
Iny. Nacional	369.2	-8.6	-2.9	4,778.5	-2.1	393.7	-0.8	398.2	-2.1
Importaciones	155.4	12.2	4.9	1,824.1	8.9	146.1	2.1	152.0	8.9
Total inyectado	524.6			6,602.6					

^{1/} Incluye pérdidas por transmisión

^{2/} Para el detalle de los períodos ver el apartado de Referencias de la Pág. 3.

Inyección Nacional por Participante de Mercado

Participante de mercado	Diciembre 2018		Var. %	Acumulado Anual ^{2/}		Últimos 3 meses ^{2/}		Últimos 12 meses ^{2/}	
	GWh	Var. % ^{2/}	Anual ^{2/}	GWh	Var. %	GWh	Var. %	GWh	Var. %
AES CLESA & Cia S. en C. de C.V.	0.0		-87.3%	0.2	8.5%	0.0	-93.1%	0.0	8.5%
CASSA S.A. de C.V.	18.5	200.4%	14.0%	85.6	9.9%	8.2	9.2%	7.1	9.9%
Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica	77.0	-41.0%	-12.7%	1,543.7	-4.4%	138.1	-11.5%	128.6	-4.4%
EEO S.A. de C.V.	0.0	-81.3%		0.7		0.0		0.1	
ENERGIA BOREALIS, S.A. DE C.V.			-100.0%	1.0	1110.7%	0.0	-16.3%	0.1	1110.7%
GENERADORA ELECTRICA CENT			-100.0%	2.8	183.7%	0.0	-97.5%	0.2	183.7%
HILCASA ENERGY	0.0		-22.0%	0.6	262.3%	0.0	-65.3%	0.0	262.3%
Holcim El Salvador, S.A. de C.V.	0.0	-95.4%	-88.1%	4.3	-58.9%	0.3	110.8%	0.4	-58.9%
INE S.A. DE C.V.	14.7	-47.1%	141.9%	213.3	-10.0%	22.2	244.3%	17.8	-10.0%
INGENIO LA CABAÑA, S.A. DE C.V.	8.4	726.8%	-31.6%	49.3	-7.4%	3.2	-44.0%	4.1	-7.4%
Ingenio Chaparrastique, S.A. de C	25.4	262.4%	-0.1%	156.0	-6.9%	10.8	-22.6%	13.0	-6.9%
Ingenio El Angel, S.A. de C. V.	34.2	205.3%	24.8%	133.2	-0.7%	15.1	12.9%	11.1	-0.7%
Ingenio Jiboa S.A de C.V.	16.9	220.3%		64.6		7.4		5.4	
LaGeo S.A. de C.V.	123.5	3.3%	9.4%	1,437.3	-1.6%	116.4	0.5%	119.8	-1.6%
NEJAPA POWER COMPANY, S.A.		-100.0%	-100.0%	69.0	202.1%	1.2	171.1%	5.7	202.1%
ORAZUL ENERGY EL SALVADOR,	35.8	-36.1%	-37.3%	629.2	-9.1%	45.1	-7.5%	52.4	-9.1%
Providencia Solar S.A. de C.V.	11.3	8.2%	-2.2%	129.2	36.4%	10.2	1.0%	10.8	36.4%
TERMOPUERTO, S.A. de C.V.	3.5	-86.9%	-83.6%	233.2	-20.5%	15.3	-11.2%	19.4	-20.5%
TEXTUFIL S.A. De C.V.		-100.0%	-100.0%	25.3	33.1%	0.3	-75.3%	2.1	33.1%
Total	369.2			4,778.5		393.7		398.2	

Tipo de Mercado (GWh)

Mercado	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
MC	435.3	294.8	326.1	405.7	412.5	446.2	453.4	459.3	420.4	444.1	433.8	432.8	4,964.4
MRS	78.0	206.5	228.1	139.7	144.5	91.8	121.1	85.1	103.8	94.1	93.4	68.8	1,454.9
Total	513.3	501.2	554.2	545.3	557.0	538.0	574.6	544.4	524.1	538.2	527.3	501.6	6,419.3

MC: Mercado de Contratos

MRS: Mercado Regulator del Sistema

Contratos Totales de Inyección (GWh)

Participante de mercado	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Comercia Internacional El Salvador, S.A	14.0	13.0	14.7	14.8	15.1	14.1	14.8	14.7	13.7	14.4	13.8	13.8	170.9
Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del R	28.9	26.1	28.8	27.9	28.8	27.9	28.8	28.8	27.9	28.9	27.9	29.0	339.5
Cuestamoras Comercializadora Eléctric									0.2	0.6	0.5	0.6	1.9
ENERGIA BOREALIS, S.A. DE C.V.	5.4	5.0	5.7	5.7	5.8	8.2	8.6	8.5	8.0	8.4	8.0	7.9	85.3
ENERGÍA, DESARROLLO Y CONSULTO	13.4	11.7	12.4	13.8	10.7	8.6							70.5
Energía del Istmo, S.A. de C.V.	12.5	12.0	13.3	14.2	14.4	11.0	15.8	25.0	15.1	24.0	23.8	29.8	210.8
Excelegy S.A.	6.9	5.7	5.6	5.4	5.6	5.4	7.7	7.7	7.5	7.7	4.2		69.5
GENERADORA ELECTRICA CENTRAL	4.9			4.1	4.1	3.9	4.1	4.0	3.8	4.0	3.8	3.8	40.4
INE S.A. DE C.V.	34.2			41.9	42.9	40.2	42.0	41.7	39.2	41.2	39.4		401.5
LaGeo S.A. de C.V.	93.7	86.4	96.0	95.1	97.7	93.1	96.7	95.2	85.7	86.6	92.1	90.7	1,108.8
Mercados Eléctricos S.A. de C.V.	29.0	9.4	10.4	10.1	10.4	10.1							79.4
NEJAPA POWER COMPANY, S.A.	63.7	28.0	31.3	31.6	32.4	66.9	70.0	69.4	65.3	68.6	65.6	64.7	657.5
ORAZUL ENERGY EL SALVADOR, S. E	66.9	62.5	70.0	72.1	73.7	91.3	95.3	94.6	89.0	93.5	89.4	88.2	986.5
Pacific Energy S.A. de C.V.		0.7	0.2	0.5	0.3	0.1	0.2						2.0
Providencia Solar S.A. de C.V.	11.7	10.7	11.4	10.2	10.8	9.4	10.9	11.4	10.4	8.7	10.2	11.1	126.9
TERMOPUERTO, S.A. de C.V.	25.1		1.9	26.9	27.5	25.8	27.0	26.8	25.2	26.4	25.3	25.0	263.0
TEXTUFIL S.A. De C.V.	25.2	23.5	26.3	31.6	32.3	30.3	31.6	31.4	29.5	31.1	29.7	29.3	351.8
CX1/			-1.9										-1.9
Total	435.3	294.8	326.1	405.7	412.5	446.2	453.4	459.3	420.4	444.1	433.8	432.8	4,964.4

^{1/} CX: Contratos de Exportación



Retiros

Mercado de Contratos de Retiro (Bilaterales) por Participante de Mercado (GWh)

Participante de Mercado	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
AES CLESA & Cia S. en C.de C.V	13.7	12.7	14.1	14.2	14.4	11.0	15.6	15.9	11.9	14.6	14.4	14.9	167.3
AES NEJAPA GAS, Limitada de C							1.3	4.8	2.1	4.4	4.4	6.0	23.0
Administración Nacional de Acue	28.2	25.5	28.2	27.3	28.2	27.3	28.2	28.2	27.3	28.2	27.3	28.2	332.2
CAESS S.A. de C.V.	51.4	46.5	50.9	44.6	42.5	39.4	28.3	32.9	25.2	27.7	32.0	35.2	456.6
CEL - Comercializadora	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.8	7.3
Cuestamoras Comercializadora E									0.2	0.6	0.5	0.6	1.9
DELSUR S.A. de C.V.	36.5	16.1	17.9	17.3	17.9	17.3	7.4	7.2	6.1	6.0	7.2	7.4	164.3
Deusem S.A. de C.V.							1.5	1.5	1.5	1.5	0.8		6.9
EEO S.A. de C.V.	1.3	0.7					3.1	3.1	3.0	3.1	1.7		16.0
Hanesbrands El Salvador LTDA d	4.9	4.7	4.9	4.9	5.1	5.0	5.2	5.0	4.4	4.2	5.0	3.0	56.4
Inmobiliaria Apopa Sociedad Anó				7.2	7.4	7.2	7.4	7.4	7.2	7.4	7.2	7.4	66.0
Pacific Energy S.A. de C.V.		0.7	0.2	0.5	0.3	0.1	0.2						2.0
Termopuerto, Limitada de Capital			1.9										1.9
CX1/			-1.9										-1.9
Total bilaterales	136.6	107.5	116.8	116.5	116.4	107.9	98.9	106.7	89.4	98.4	101.3	103.5	1,299.9

Mercado de Contratos de Retiro (Libre Concurrencia) por Participante de Mercado (GWh)

Participante de Mercado	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
ABRUZZO S.A. DE C.V. (DIST)	0.3	0.3	0.3	0.5	0.5	0.4	0.5	0.5	0.4	0.5	0.5	0.4	5.0
AES CLESA & Cia S. en C.de C.V	48.8	29.0	32.8	46.3	46.6	53.5	55.2	55.1	50.9	53.0	51.8	52.7	575.7
B&D Servicios Técnicos S.A. de	1.7	1.4	1.3	1.6	1.7	1.8	1.7	1.6	1.7	1.9	1.7	1.3	19.6
CAESS S.A. de C.V.	120.0	74.0	82.2	116.8	121.2	141.0	148.8	147.2	138.6	145.2	139.1	136.6	1,510.7
DELSUR S.A. de C.V.	81.0	50.9	56.2	77.4	79.0	90.5	94.6	94.4	89.6	93.5	89.5	87.6	984.2
Deusem S.A. de C.V.	7.5	4.8	5.5	7.1	7.4	8.1	8.5	8.5	7.9	8.0	7.9	8.2	89.5
EDESAL S.A. DE C.V. (DIST)	5.7	4.8	5.1	5.5	5.6	5.6	5.3	5.4	5.5	5.9	5.6	4.8	64.9
EEO S.A. de C.V.	33.6	22.2	25.9	33.9	34.2	37.3	39.9	39.8	36.2	37.6	36.5	37.6	414.8
Totales	298.7	187.2	209.3	289.2	296.1	338.3	354.6	352.6	331.0	345.7	332.5	329.3	3,664.4

Mercado Regulator del Sistema por Participante de Mercado (GWh)

Participante de Mercado	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
ABRUZZO S.A. DE C.V. (DIST)	0.7	0.6	0.8	0.6	0.6	5.3	8.6	5.5	3.3	3.4	1.3	0.6	31.2
ABRUZZO, S.A. DE C.V. (COM)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
AES CLESA & Cia S. en C. de C.V	11.6	31.5	35.5	19.3	21.3	14.0	12.4	9.1	14.0	11.0	12.3	9.9	201.8
AES NEJAPA GAS, Limitada de C	4.9	4.4	4.9	4.7	4.9	4.6	4.2	1.5	4.2	2.3	2.0	0.5	43.1
ALAS DORADAS S.A. DE C.V.	3.9	3.7	4.0	3.9	3.9	3.9	4.4	4.3	4.3	4.5	4.3	4.1	49.2
Administración Nacional de Acue	-2.1	-2.6	-3.3	-3.4	-2.9	-4.8	-5.3	-4.5	-5.8	-4.9	-5.7	-5.9	-51.3
B&D Servicios Técnicos S.A. de	0.2	0.5	0.5	0.2	0.5	0.9	1.1	1.0	0.9	1.2	1.1	0.9	8.9
CAESS S.A. de C.V.	15.3	58.3	63.5	32.8	37.4	12.1	28.8	13.6	24.4	19.6	19.0	5.0	329.9
CASSA S.A. de C.V.	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3	0.4	0.3	0.3	0.5	0.3	0.0	2.7
CEL - Comercializadora	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica	0.6	0.4	0.5	0.5	0.3	0.2	0.5	0.6	0.2	0.3	0.4	0.6	5.0
Cuestamoras Comercializadora E											0.0		0.0
DELSUR S.A. de C.V.	10.0	55.8	63.1	40.8	39.1	24.3	36.5	29.6	33.2	31.3	31.7	29.1	424.6
Deusem S.A. de C.V.	4.8	7.1	7.6	6.2	5.9	4.8	4.0	3.3	2.6	2.3	3.4	3.6	55.5
EDESAL S.A. DE C.V. (DIST)	2.2	3.6	4.0	3.2	3.5	3.6	3.9	2.9	2.6	3.2	2.3	2.4	37.4
EDESAL S.A. de C.V. (COM)	0.4	0.3	0.4	0.4	0.4	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	6.3
EEO S.A. de C.V.	18.8	30.1	34.1	23.6	22.3	15.6	15.0	10.5	10.5	9.4	12.9	12.1	215.0
ENERGIA BOREALIS, S.A. DE C.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
Excenergy S.A.	2.5	2.2	2.4	2.4	2.5	2.4	2.4	2.4	2.4	2.5	2.4	2.3	28.9
GENERADORA ELECTRICA CEN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
HILCASA ENERGY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Hanesbrands El Salvador LTDA d	0.9	1.6	0.1	1.3	0.4	0.6	0.4	0.9	2.3	3.2	1.6	0.6	13.7
INE S.A. DE C.V.	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	1.7
Ingenio Chaparrastique, S.A. de	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.3	0.4	0.2	0.2	0.3	0.3	0.0	2.0
Ingenio El Angel, S. A. de C. V.	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.3	0.0	2.6
Ingenio Jiboa S.A de C.V.		0.1	0.0	0.0	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.0	1.8
Inmobiliaria Apopa Sociedad Anó		6.3	6.8	-0.1									13.0
LaGeo S.A. de C.V.	0.9	0.9	1.0	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.9	0.9	0.6	11.4
Mercados Eléctricos S.A. de C.V.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NEJAPA POWER COMPANY, S.A	0.7	0.6	0.6	0.6	0.7	0.6	0.3	0.5	0.7	0.7	0.7	0.7	7.4
ORAZUL ENERGY EL SALVADO	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.2	0.3	0.4	0.4	0.3	0.2	3.8
Pacific Energy S.A. de C.V.	1.0	0.2	0.7	0.5	0.7	0.3	0.2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	6.0
Providencia Solar S.A. de C.V.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4
TERMOPUERTO, S.A. de C.V.	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.1	0.8
TEXTUFIL S.A. De C.V.	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.4	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	1.7
Totales	77.98	206.47	228.09	139.66	144.49	91.82	121.15	85.10	103.79	94.12	93.44	68.78	1,454.9



Comercio Internacional

Importaciones por Participante de Mercado (GWh)

Participante de mercado	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
AES CLESA & Cia S. en C. de C.V.		0.2		0.0	0.2	0.4	0.1	0.1	0.2	0.2	0.4		1.7
CENER S. A. de C.V.		0.5											0.5
Comercia Internacional El Salvador,S.A. de C.V.	15.1	15.4	15.3	14.5	15.8	14.1	14.7	14.6	11.6	14.7	12.0	13.7	171.6
Comercializadora Electronova, S.A. DE C.V.	3.7	1.5	3.4	5.1	8.2	3.5	1.6	1.7	1.1	2.9	1.8	0.3	34.7
Compañía de Energía de Centroamérica S.A. de C.V.	6.2	5.6	5.9	6.0	6.0	5.2	1.7	1.7	1.6	1.3	1.3	1.6	44.0
Cuestamoras Comercializadora Eléctrica de El Salvad	3.1	5.8	8.1	6.8	6.9	7.5	23.2	13.6	3.8	8.4	11.8	22.9	122.0
DELSUR S.A. de C.V.	2.6	1.8	1.3	0.1	0.4	0.4	0.6	0.3	0.2	0.5	0.4	0.0	8.6
EDESAL S.A. DE C.V. (DIST)		0.3	0.2	0.2	0.3	0.1		0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	1.4
ENERGIA BOREALIS, S.A. DE C.V.	4.3	3.7	2.2	2.5	1.8	5.6	3.3	1.8	4.9	6.4	8.6	0.5	45.6
ENERGÍA, DESARROLLO Y CONSULTORÍA, S.A. DE C	17.5	18.4	18.6	17.6	13.8	21.0	19.3	21.0	15.9	18.3	18.5	17.8	217.5
EON Energy, S.A. de C.V.						0.4	0.1		0.2	0.2	0.1	0.2	1.2
Energía del Istmo, S.A. de C.V.	17.8	17.5	16.0	14.6	13.4	13.7	29.7	38.8	34.4	31.1	24.8	31.3	283.1
Excelergy S.A.	9.5	8.3	8.2	6.6	6.5	6.6	20.4	17.7	13.6	16.5	15.1	16.6	145.8
GRS Comercializadora, S.A. de C.V.				1.7	4.8	7.6	4.3	1.1	1.8	1.4	1.9	0.3	24.8
INGENIO LA CABAÑA. S.A. DE C.V.	0.5	0.4	0.7	0.6	0.4	1.1	0.5	0.6	1.5	2.6	1.7	0.5	11.1
Intellergy, Sociedad Anónima de Capital Variable		0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.1	1.3
Inversiones en Transmisión y Energía Centroamerican								0.0	1.0	0.2			1.3
Mayorista de Electricidad, S.A. de C.V.							0.9	0.3	0.2	0.1		0.4	1.8
Mercados Electricos S.A. de C.V.	29.2	27.3	25.3	29.3	23.1	31.4	10.6	15.1	11.0	13.7	11.0	10.9	237.6
ORAZUL ENERGY EL SALVADOR COMERCIALIZADO		0.0											0.0
ORIGEM S.A. de C.V.	1.4	4.5	6.0	1.7	2.3	5.5	23.6	23.6	18.4	10.9	14.2	20.1	132.3
Pacific Energy S.A. de C.V.		0.4	0.3	0.5	0.3	0.2	0.0						1.6
Poliwatt El Salvador S.A.	21.6	19.6	22.2	21.2	18.0	11.9	19.0	18.9	11.0	6.5	5.6	7.7	183.1
SOCIETE DENERGIE DU SALVADOR, S. A. DE C. V.						0.8	0.0	0.0	0.9	0.7			2.4
Setico S.A. de C.V.		0.0			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1
TEXTUFIL S.A. De C.V.	7.1	3.7	7.8	18.9	19.4	15.6	9.2	18.5	12.4	7.5	8.9	10.4	139.4
Termopuerto, Limitada de Capital Variable	4.3	0.7	0.2	0.1	3.2	0.9							9.4
Total	143.8	135.5	141.9	147.9	144.8	153.5	182.8	189.6	145.9	144.4	138.4	155.4	1,824.1

Exportaciones por Participante de Mercado (GWh)

Participante de mercado	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
AES CLESA & Cia S. en C. de C.V.		0.3	0.1	0.4	0.4	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.3	0.2	2.2
CEL - Comercializadora					0.3	5.7				1.3			7.3
Comercializadora Electronova, S.A. DE C.V.	0.1	0.1	0.1	0.4	0.2	0.4	0.2	1.2	0.3	0.3	1.1	0.6	5.0
DELSUR S.A. de C.V.	0.1	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0			0.0				0.4
EDESAL S.A. DE C.V. (DIST)							0.0	0.2	0.3	0.0	0.0	0.2	0.8
EEO S.A. de C.V.			0.5										0.5
ENERGIA BOREALIS, S.A. DE C.V.	0.3	0.1	0.1		0.3		0.1	0.2	0.2	0.1	1.6	3.1	6.1
ENERGÍA, DESARROLLO Y CONSULTORÍA, S.A. DE C	0.5	0.2	0.3	0.5	0.7	0.0	1.6	1.3	0.2	0.1	0.7	1.6	7.6
Energía del Istmo, S.A. de C.V.	0.2		0.0	0.5	1.1	0.1	2.3	1.4	0.2		0.0	3.0	8.7
Excelergy S.A.	0.2	0.3	0.3	0.2	3.8		0.0		0.0	0.3	0.2	1.2	6.6
GRS Comercializadora, S.A. de C.V.				0.0									0.0
INGENIO LA CABAÑA. S.A. DE C.V.	0.2	0.0	0.1	0.2	0.1	0.0	0.1	0.3	0.2	0.2	0.7	0.2	2.3
Intellergy, Sociedad Anónima de Capital Variable			0.0				0.0	0.1	0.1	0.2	0.3	0.2	1.0
Mercados Electricos S.A. de C.V.	0.0	0.4	1.6	1.5	1.5		2.4	0.3	0.1	0.8	0.3	4.4	13.5
Poliwatt El Salvador S.A.				0.1									0.1
SOCIETE DENERGIE DU SALVADOR, S. A. DE C. V.											0.2	0.4	0.6
TEXTUFIL S.A. De C.V.					0.1								0.1
Termopuerto, Limitada de Capital Variable			1.9	0.0	0.0								2.0
Total	1.5	1.5	5.0	3.8	8.9	6.3	6.7	5.1	1.7	3.5	5.5	15.2	64.8



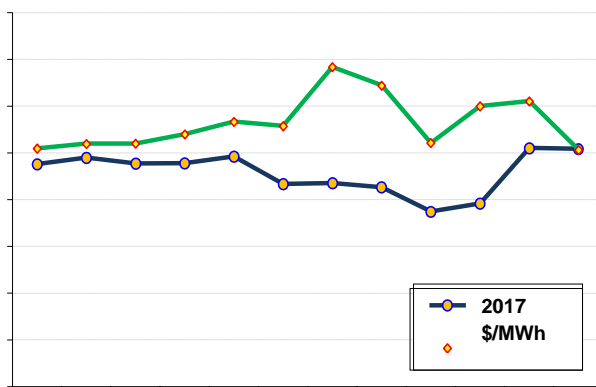
A partir del 01 de junio 2013 por la entrada en vigencia del RMER ya no puede obtener el comercio por frontera



Evolución de los precios

Mes	Promedio		Variaciones %			
	2017 \$/MWh	2018 \$/MWh	Mes	Anual	Acum.	Prom. anual
Ene	95.14	101.78	0.15	6.98	0.15	92.03
Feb	97.83	103.84	2.02	6.14	2.17	92.53
Mar	95.38	103.84	0.01	8.88	2.17	93.23
Abr	95.52	107.91	3.91	12.97	6.17	94.26
May	98.35	113.20	4.91	15.10	11.38	95.50
Jun	86.60	111.41	-1.59	28.64	9.61	97.57
Jul	87.01	136.61	22.62	56.99	34.41	101.70
Ago	85.20	128.73	-5.77	51.09	26.66	105.33
Sep	74.77	104.13	-19.11	39.26	2.45	107.78
Oct	78.24	119.88	15.13	53.22	17.95	111.25
Nov	102.00	122.00	1.76	19.61	20.03	112.91
Dic	101.64	101.21	-17.04	-0.42	-0.42	112.88

Mensual: Relación mes inmediato anterior
 Anual: Relación igual mes año anterior
 Acumulada: Relación respecto a diciembre año anterior
 Promedio anual: Relación últimos doce meses





Precios de la energía (\$/MWh)

FECHA	HORA	CMO-POS	SIGET	UT	CUST	MONTO REMANENTE	FLEMG	PTRANSMIS	REACTIVOS	ACVOLTAJE	COMP_EFI	RFC	CCT	CSIS	PR_MRS
01/12/2018	0	\$ 100.460	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.026	\$ (0.080)	\$ -	\$ 1.530	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.028	\$ -	\$ 2.084	\$ 12.974	\$ 113.434
01/12/2018	1	\$ 97.400	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.023	\$ (0.070)	\$ -	\$ 1.410	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.195	\$ -	\$ 2.159	\$ 13.102	\$ 110.502
01/12/2018	2	\$ 97.400	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.017	\$ (0.064)	\$ -	\$ 1.344	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.137	\$ -	\$ 2.200	\$ 13.018	\$ 110.418
01/12/2018	3	\$ 97.400	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.026	\$ (0.014)	\$ -	\$ 1.336	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.109	\$ -	\$ 2.228	\$ 13.070	\$ 110.470
01/12/2018	4	\$ 97.400	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.009	\$ (0.084)	\$ -	\$ 1.291	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.119	\$ -	\$ 2.197	\$ 12.916	\$ 110.316
01/12/2018	5	\$ 97.400	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.007	\$ (0.092)	\$ -	\$ 1.303	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.227	\$ -	\$ 2.117	\$ 12.945	\$ 110.345
01/12/2018	6	\$ 83.300	\$ 0.607	\$ 0.807	\$ 8.580	\$ 1.573	\$ -	\$ 1.464	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.163	\$ -	\$ 2.087	\$ 15.291	\$ 98.591
01/12/2018	7	\$ 83.300	\$ 0.572	\$ 0.807	\$ 8.092	\$ 0.090	\$ -	\$ 1.427	\$ 0.088	\$ 0.010	\$ 0.006	\$ -	\$ 1.939	\$ 13.032	\$ 96.332
01/12/2018	8	\$ 86.610	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.003	\$ (0.200)	\$ -	\$ 1.541	\$ 0.208	\$ 0.009	\$ 0.628	\$ -	\$ 1.769	\$ 13.331	\$ 99.941
01/12/2018	9	\$ 97.210	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.024	\$ (0.114)	\$ -	\$ 1.526	\$ 0.216	\$ 0.009	\$ 0.459	\$ -	\$ 1.685	\$ 13.178	\$ 110.388
01/12/2018	10	\$ 97.210	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.019	\$ (0.154)	\$ -	\$ 1.548	\$ 0.224	\$ 0.008	\$ 0.407	\$ -	\$ 1.638	\$ 13.066	\$ 110.276
01/12/2018	11	\$ 97.210	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.019	\$ (0.122)	\$ -	\$ 1.494	\$ 0.223	\$ 0.008	\$ 0.409	\$ -	\$ 1.633	\$ 13.039	\$ 110.249
01/12/2018	12	\$ 86.610	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.032	\$ (0.034)	\$ -	\$ 1.311	\$ 0.237	\$ 0.009	\$ 0.896	\$ -	\$ 1.682	\$ 13.509	\$ 100.119
01/12/2018	13	\$ 86.610	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.012	\$ (0.097)	\$ -	\$ 1.263	\$ 0.223	\$ 0.009	\$ 0.855	\$ -	\$ 1.682	\$ 13.321	\$ 99.931
01/12/2018	14	\$ 86.610	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.013	\$ (0.130)	\$ -	\$ 1.328	\$ 0.217	\$ 0.009	\$ 0.889	\$ -	\$ 1.692	\$ 13.391	\$ 100.001
01/12/2018	15	\$ 86.610	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.041	\$ (0.024)	\$ -	\$ 1.388	\$ 0.214	\$ 0.009	\$ 0.917	\$ -	\$ 1.680	\$ 13.601	\$ 100.211
01/12/2018	16	\$ 86.610	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.033	\$ (0.020)	\$ -	\$ 1.284	\$ 0.183	\$ 0.009	\$ 0.830	\$ -	\$ 1.693	\$ 13.387	\$ 99.997
01/12/2018	17	\$ 97.210	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.019	\$ (0.170)	\$ -	\$ 1.630	\$ 0.191	\$ 0.008	\$ 0.547	\$ -	\$ 1.601	\$ 13.202	\$ 110.412
01/12/2018	18	\$ 97.400	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.019	\$ (0.070)	\$ -	\$ 1.452	\$ 0.189	\$ 0.008	\$ 0.649	\$ -	\$ 1.453	\$ 13.074	\$ 110.474
01/12/2018	19	\$ 97.400	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.042	\$ (0.065)	\$ -	\$ 1.706	\$ 0.142	\$ 0.008	\$ 0.651	\$ -	\$ 1.484	\$ 13.342	\$ 110.742
01/12/2018	20	\$ 97.210	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.049	\$ (0.013)	\$ -	\$ 1.623	\$ 0.113	\$ 0.008	\$ 0.108	\$ -	\$ 1.574	\$ 12.838	\$ 110.048
01/12/2018	21	\$ 86.610	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.070	\$ 0.007	\$ -	\$ 1.440	\$ 0.058	\$ 0.009	\$ 0.120	\$ -	\$ 1.711	\$ 12.792	\$ 99.402
01/12/2018	22	\$ 100.460	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.000	\$ (0.178)	\$ -	\$ 1.425	\$ 0.011	\$ 0.009	\$ 0.083	\$ -	\$ 1.898	\$ 12.621	\$ 113.081
01/12/2018	23	\$ 100.460	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.021	\$ 0.001	\$ -	\$ 1.266	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.031	\$ -	\$ 2.085	\$ 12.787	\$ 113.247
02/12/2018	0	\$ 100.460	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.021	\$ (0.028)	\$ -	\$ 1.325	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.023	\$ -	\$ 2.243	\$ 12.969	\$ 113.429
02/12/2018	1	\$ 97.210	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.002	\$ (0.182)	\$ -	\$ 1.364	\$ -	\$ 0.012	\$ 0.203	\$ -	\$ 2.335	\$ 13.107	\$ 110.317
02/12/2018	2	\$ 97.210	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.012	\$ (0.121)	\$ -	\$ 1.360	\$ -	\$ 0.012	\$ 0.085	\$ -	\$ 2.396	\$ 13.118	\$ 110.328
02/12/2018	3	\$ 97.210	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.017	\$ 0.034	\$ -	\$ 1.348	\$ -	\$ 0.012	\$ 0.079	\$ -	\$ 2.412	\$ 13.276	\$ 110.486
02/12/2018	4	\$ 97.210	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.023	\$ 0.034	\$ -	\$ 1.408	\$ -	\$ 0.012	\$ 0.100	\$ -	\$ 2.391	\$ 13.343	\$ 110.553
02/12/2018	5	\$ 97.210	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.018	\$ 0.025	\$ -	\$ 1.310	\$ -	\$ 0.012	\$ -	\$ -	\$ 2.316	\$ 13.054	\$ 110.264
02/12/2018	6	\$ 87.180	\$ 0.565	\$ 0.807	\$ 7.997	\$ 0.068	\$ -	\$ 1.070	\$ -	\$ 0.011	\$ -	\$ -	\$ 2.318	\$ 12.836	\$ 100.016
02/12/2018	7	\$ 87.180	\$ 0.565	\$ 0.807	\$ 7.993	\$ 0.058	\$ -	\$ 0.970	\$ -	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.227	\$ 12.631	\$ 99.811
02/12/2018	8	\$ 87.180	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.001	\$ 0.036	\$ -	\$ 1.016	\$ -	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.143	\$ 12.580	\$ 99.760
02/12/2018	9	\$ 87.180	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.002	\$ 0.055	\$ -	\$ 1.091	\$ 0.001	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.074	\$ 12.606	\$ 99.786
02/12/2018	10	\$ 87.180	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.038	\$ (0.034)	\$ -	\$ 1.188	\$ 0.045	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.010	\$ 12.632	\$ 99.812
02/12/2018	11	\$ 87.180	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.035	\$ 0.009	\$ -	\$ 1.285	\$ 0.075	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 1.960	\$ 12.749	\$ 99.929
02/12/2018	12	\$ 87.180	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.017	\$ 0.029	\$ -	\$ 1.154	\$ 0.084	\$ 0.009	\$ -	\$ -	\$ 1.932	\$ 12.598	\$ 99.778
02/12/2018	13	\$ 87.180	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.062	\$ (0.083)	\$ -	\$ 1.111	\$ 0.085	\$ 0.009	\$ -	\$ -	\$ 1.932	\$ 12.494	\$ 99.674
02/12/2018	14	\$ 87.180	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.016	\$ 0.017	\$ -	\$ 1.235	\$ 0.085	\$ 0.009	\$ -	\$ -	\$ 1.893	\$ 12.630	\$ 99.810
02/12/2018	15	\$ 87.180	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.033	\$ 0.004	\$ -	\$ 1.247	\$ 0.087	\$ 0.009	\$ -	\$ -	\$ 1.866	\$ 12.621	\$ 99.801
02/12/2018	16	\$ 87.180	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.029	\$ 0.024	\$ -	\$ 1.326	\$ 0.091	\$ 0.009	\$ -	\$ -	\$ 1.840	\$ 12.694	\$ 99.874
02/12/2018	17	\$ 100.460	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.057	\$ 0.001	\$ -	\$ 1.646	\$ 0.096	\$ 0.009	\$ 0.148	\$ -	\$ 1.702	\$ 13.036	\$ 113.496
02/12/2018	18	\$ 100.460	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.030	\$ 0.000	\$ -	\$ 1.619	\$ 0.076	\$ 0.008	\$ 0.108	\$ -	\$ 1.494	\$ 12.711	\$ 113.171
02/12/2018	19	\$ 100.460	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.012	\$ (0.059)	\$ -	\$ 1.368	\$ 0.064	\$ 0.008	\$ 0.268	\$ -	\$ 1.502	\$ 12.536	\$ 112.996
02/12/2018	20	\$ 97.400	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.041	\$ (0.067)	\$ -	\$ 1.676	\$ 0.036	\$ 0.008	\$ 0.303	\$ -	\$ 1.571	\$ 12.944	\$ 110.344
02/12/2018	21	\$ 97.210	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.052	\$ 0.017	\$ -	\$ 1.526	\$ 0.012	\$ 0.009	\$ 0.318	\$ -	\$ 1.727	\$ 13.038	\$ 110.248
02/12/2018	22	\$ 97.400	\$ 0.565	\$ 0.807	\$ 7.996	\$ (0.174)	\$ -	\$ 1.418	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.251	\$ -	\$ 1.938	\$ 12.810	\$ 110.210
02/12/2018	23	\$ 97.400	\$ 0.564	\$ 0.807	\$ 7.984	\$ (0.265)	\$ -	\$ 1.550	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.312	\$ -	\$ 2.108	\$ 13.072	\$ 110.472
03/12/2018	0	\$ 92.300	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.012	\$ (0.204)	\$ -	\$ 1.475	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.023	\$ -	\$ 2.239	\$ 12.930	\$ 105.230
03/12/2018	1	\$ 92.420	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.020	\$ (0.130)	\$ -	\$ 1.419	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.012	\$ -	\$ 2.258	\$ 12.964	\$ 105.384
03/12/2018	2	\$ 92.420	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.029	\$ 0.031	\$ -	\$ 1.409	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.014	\$ -	\$ 2.310	\$ 13.180	\$ 105.600
03/12/2018	3	\$ 92.300	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.027	\$ (0.086)	\$ -	\$ 1.411	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.010	\$ -	\$ 2.306	\$ 13.053	\$ 105.353
03/12/2018	4	\$ 92.420	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.031	\$ (0.013)	\$ -	\$ 1.310	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.018	\$ -	\$ 2.233	\$ 12.966	\$ 105.386
03/12/2018	5	\$ 95.470	\$ 0.563	\$ 0.807	\$ 7.968	\$ (0.266)	\$ -	\$ 1.602	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.006	\$ -	\$ 2.061	\$ 12.752	\$ 108.222
03/12/2018	6	\$ 84.000	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.044	\$ (0.024)	\$ -	\$ 1.486	\$ 0.015	\$ 0.010	\$ 0.381	\$ -	\$ 1.920	\$ 13.207	\$ 97.207
03/12/2018	7	\$ 84.000	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.042	\$ (0.113)	\$ -	\$ 1.531	\$ 0.165	\$ 0.009	\$ 0.993	\$ -	\$ 1.690	\$ 13.692	\$ 97.692
03/12/2018	8	\$ 84.000	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.034	\$ (0.161)	\$ -	\$ 1.537	\$ 0.236	\$ 0.008	\$ 1.099	\$ -	\$ 1.510	\$ 13.639	\$ 97.639



Precios de la energía (\$/MWh)

FECHA	HORA	CMO-POS	SIGET	UT	CUST	MONTO REMANENTE	FLEMG	PTRANSMIS	REACTIVOS	ACVOLTAJE	COMP_EFI	RFC	CCT	CSIS	PR_MRS
03/12/2018	9	\$ 84.000	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.053	\$ (0.043)	\$ -	\$ 1.588	\$ 0.315	\$ 0.007	\$ 0.934	\$ -	\$ 1.423	\$ 13.655	\$ 97.655
03/12/2018	10	\$ 92.300	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.040	\$ (0.004)	\$ -	\$ 1.730	\$ 0.322	\$ 0.007	\$ 0.447	\$ -	\$ 1.347	\$ 13.264	\$ 105.564
03/12/2018	11	\$ 92.300	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.048	\$ (0.089)	\$ -	\$ 1.830	\$ 0.321	\$ 0.007	\$ 0.386	\$ -	\$ 1.324	\$ 13.204	\$ 105.504
03/12/2018	12	\$ 92.300	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.062	\$ (0.077)	\$ -	\$ 1.891	\$ 0.322	\$ 0.007	\$ 0.421	\$ -	\$ 1.355	\$ 13.358	\$ 105.658
03/12/2018	13	\$ 92.300	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.039	\$ (0.086)	\$ -	\$ 1.707	\$ 0.312	\$ 0.007	\$ 0.381	\$ -	\$ 1.322	\$ 13.059	\$ 105.359
03/12/2018	14	\$ 92.300	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.038	\$ (0.115)	\$ -	\$ 1.770	\$ 0.303	\$ 0.007	\$ 0.383	\$ -	\$ 1.289	\$ 13.049	\$ 105.349
03/12/2018	15	\$ 92.420	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.075	\$ (0.004)	\$ -	\$ 1.745	\$ 0.308	\$ 0.007	\$ 0.583	\$ -	\$ 1.297	\$ 13.389	\$ 105.809
03/12/2018	16	\$ 92.300	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.072	\$ (0.023)	\$ -	\$ 1.836	\$ 0.308	\$ 0.007	\$ 0.572	\$ -	\$ 1.361	\$ 13.511	\$ 105.811
03/12/2018	17	\$ 95.470	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.057	\$ (0.059)	\$ -	\$ 1.764	\$ 0.245	\$ 0.007	\$ 0.446	\$ -	\$ 1.391	\$ 13.228	\$ 108.698
03/12/2018	18	\$ 97.820	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.055	\$ (0.024)	\$ -	\$ 1.713	\$ 0.219	\$ 0.007	\$ 0.170	\$ -	\$ 1.302	\$ 12.818	\$ 110.638
03/12/2018	19	\$ 97.820	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.060	\$ 0.030	\$ -	\$ 1.657	\$ 0.185	\$ 0.007	\$ 0.094	\$ -	\$ 1.335	\$ 12.745	\$ 110.565
03/12/2018	20	\$ 95.470	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.050	\$ 0.002	\$ -	\$ 1.560	\$ 0.107	\$ 0.007	\$ 0.231	\$ -	\$ 1.418	\$ 12.752	\$ 108.222
03/12/2018	21	\$ 92.420	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.052	\$ 0.034	\$ -	\$ 1.455	\$ 0.073	\$ 0.008	\$ 0.415	\$ -	\$ 1.556	\$ 12.969	\$ 105.389
03/12/2018	22	\$ 92.420	\$ 0.565	\$ 0.807	\$ 7.993	\$ (0.240)	\$ -	\$ 1.333	\$ 0.014	\$ 0.009	\$ 0.079	\$ -	\$ 1.724	\$ 12.283	\$ 104.703
03/12/2018	23	\$ 92.420	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.031	\$ (0.067)	\$ -	\$ 1.416	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.118	\$ -	\$ 1.880	\$ 12.761	\$ 105.181
04/12/2018	0	\$ 97.820	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.018	\$ (0.157)	\$ -	\$ 1.630	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.116	\$ -	\$ 1.986	\$ 12.976	\$ 110.796
04/12/2018	1	\$ 97.820	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.032	\$ (0.084)	\$ -	\$ 1.616	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.092	\$ -	\$ 2.057	\$ 13.097	\$ 110.917
04/12/2018	2	\$ 95.470	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.025	\$ (0.058)	\$ -	\$ 1.453	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.161	\$ -	\$ 2.091	\$ 13.056	\$ 108.526
04/12/2018	3	\$ 95.470	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.031	\$ (0.063)	\$ -	\$ 1.508	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.154	\$ -	\$ 2.104	\$ 13.119	\$ 108.589
04/12/2018	4	\$ 95.470	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.022	\$ (0.107)	\$ -	\$ 1.519	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.196	\$ -	\$ 2.067	\$ 13.081	\$ 108.551
04/12/2018	5	\$ 97.820	\$ 0.564	\$ 0.807	\$ 7.977	\$ (0.284)	\$ -	\$ 1.493	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.013	\$ -	\$ 1.938	\$ 12.518	\$ 110.338
04/12/2018	6	\$ 92.300	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.068	\$ 0.012	\$ -	\$ 1.652	\$ 0.062	\$ 0.009	\$ 0.502	\$ -	\$ 1.817	\$ 13.499	\$ 105.799
04/12/2018	7	\$ 92.420	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.026	\$ (0.153)	\$ -	\$ 1.632	\$ 0.132	\$ 0.008	\$ 0.685	\$ -	\$ 1.622	\$ 13.327	\$ 105.747
04/12/2018	8	\$ 92.420	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.037	\$ (0.006)	\$ -	\$ 1.626	\$ 0.209	\$ 0.007	\$ 0.601	\$ -	\$ 1.453	\$ 13.302	\$ 105.722
04/12/2018	9	\$ 92.420	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.055	\$ (0.033)	\$ -	\$ 1.676	\$ 0.237	\$ 0.007	\$ 0.391	\$ -	\$ 1.376	\$ 13.085	\$ 105.505
04/12/2018	10	\$ 92.420	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.073	\$ 0.014	\$ -	\$ 1.683	\$ 0.248	\$ 0.007	\$ 0.327	\$ -	\$ 1.321	\$ 13.051	\$ 105.471
04/12/2018	11	\$ 92.420	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.059	\$ (0.018)	\$ -	\$ 1.679	\$ 0.263	\$ 0.007	\$ 0.342	\$ -	\$ 1.289	\$ 12.997	\$ 105.417
04/12/2018	12	\$ 92.300	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.067	\$ (0.010)	\$ -	\$ 1.734	\$ 0.278	\$ 0.007	\$ 0.374	\$ -	\$ 1.331	\$ 13.158	\$ 105.458
04/12/2018	13	\$ 92.300	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.051	\$ (0.049)	\$ -	\$ 1.681	\$ 0.270	\$ 0.007	\$ 0.429	\$ -	\$ 1.294	\$ 13.059	\$ 105.359
04/12/2018	14	\$ 92.300	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.082	\$ 0.027	\$ -	\$ 1.733	\$ 0.265	\$ 0.006	\$ 0.355	\$ -	\$ 1.254	\$ 13.102	\$ 105.402
04/12/2018	15	\$ 92.300	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.077	\$ 0.003	\$ -	\$ 1.799	\$ 0.276	\$ 0.007	\$ 0.357	\$ -	\$ 1.271	\$ 13.166	\$ 105.466
04/12/2018	16	\$ 92.300	\$ 0.573	\$ 0.807	\$ 8.110	\$ 0.078	\$ -	\$ 1.770	\$ 0.299	\$ 0.007	\$ 0.121	\$ -	\$ 1.332	\$ 13.097	\$ 105.397
04/12/2018	17	\$ 95.470	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.078	\$ 0.010	\$ -	\$ 1.817	\$ 0.278	\$ 0.007	\$ 0.285	\$ -	\$ 1.350	\$ 13.203	\$ 108.673
04/12/2018	18	\$ 97.820	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.060	\$ (0.038)	\$ -	\$ 1.797	\$ 0.259	\$ 0.007	\$ 0.131	\$ -	\$ 1.283	\$ 12.877	\$ 110.697
04/12/2018	19	\$ 97.820	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.065	\$ 0.021	\$ -	\$ 1.716	\$ 0.249	\$ 0.007	\$ 0.112	\$ -	\$ 1.325	\$ 12.872	\$ 110.692
04/12/2018	20	\$ 97.820	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.058	\$ 0.001	\$ -	\$ 1.698	\$ 0.191	\$ 0.007	\$ 0.134	\$ -	\$ 1.402	\$ 12.868	\$ 110.688
04/12/2018	21	\$ 95.470	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.073	\$ 0.066	\$ -	\$ 1.607	\$ 0.158	\$ 0.008	\$ 0.402	\$ -	\$ 1.518	\$ 13.209	\$ 108.679
04/12/2018	22	\$ 97.820	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.055	\$ (0.019)	\$ -	\$ 1.704	\$ 0.008	\$ 0.009	\$ 0.079	\$ -	\$ 1.719	\$ 12.932	\$ 110.752
04/12/2018	23	\$ 97.820	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.047	\$ (0.006)	\$ -	\$ 1.573	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.283	\$ -	\$ 1.876	\$ 13.158	\$ 110.978
05/12/2018	0	\$ 92.300	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.039	\$ (0.070)	\$ -	\$ 1.570	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.392	\$ -	\$ 1.992	\$ 13.308	\$ 105.608
05/12/2018	1	\$ 83.930	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.046	\$ 0.051	\$ -	\$ 1.140	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.201	\$ -	\$ 2.050	\$ 12.873	\$ 96.803
05/12/2018	2	\$ 83.930	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.023	\$ (0.018)	\$ -	\$ 1.138	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.226	\$ -	\$ 2.097	\$ 12.851	\$ 96.781
05/12/2018	3	\$ 83.930	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.028	\$ (0.009)	\$ -	\$ 1.172	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.271	\$ -	\$ 2.104	\$ 12.951	\$ 96.881
05/12/2018	4	\$ 92.300	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.042	\$ 0.069	\$ -	\$ 1.192	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.185	\$ -	\$ 2.040	\$ 12.913	\$ 105.213
05/12/2018	5	\$ 92.420	\$ 0.565	\$ 0.807	\$ 7.995	\$ (0.170)	\$ -	\$ 1.368	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.270	\$ -	\$ 1.914	\$ 12.759	\$ 105.179
05/12/2018	6	\$ 83.930	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.060	\$ (0.002)	\$ -	\$ 1.486	\$ 0.158	\$ 0.009	\$ 0.512	\$ -	\$ 1.815	\$ 13.415	\$ 97.345
05/12/2018	7	\$ 92.300	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.062	\$ 0.020	\$ -	\$ 1.572	\$ 0.247	\$ 0.009	\$ 0.217	\$ -	\$ 1.648	\$ 13.152	\$ 105.452
05/12/2018	8	\$ 92.300	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.032	\$ (0.089)	\$ -	\$ 1.547	\$ 0.276	\$ 0.008	\$ 0.295	\$ -	\$ 1.492	\$ 12.937	\$ 105.237
05/12/2018	9	\$ 92.300	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.063	\$ 0.009	\$ -	\$ 1.628	\$ 0.268	\$ 0.007	\$ 0.221	\$ -	\$ 1.416	\$ 12.990	\$ 105.290
05/12/2018	10	\$ 92.300	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.073	\$ 0.016	\$ -	\$ 1.689	\$ 0.264	\$ 0.007	\$ 0.208	\$ -	\$ 1.370	\$ 13.006	\$ 105.306
05/12/2018	11	\$ 92.300	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.062	\$ (0.014)	\$ -	\$ 1.701	\$ 0.284	\$ 0.007	\$ 0.207	\$ -	\$ 1.337	\$ 12.960	\$ 105.260
05/12/2018	12	\$ 92.300	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.069	\$ 0.014	\$ -	\$ 1.658	\$ 0.297	\$ 0.007	\$ 0.219	\$ -	\$ 1.373	\$ 13.015	\$ 105.315
05/12/2018	13	\$ 92.300	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.054	\$ (0.032)	\$ -	\$ 1.653	\$ 0.286	\$ 0.007	\$ 0.251	\$ -	\$ 1.320	\$ 12.916	\$ 105.216
05/12/2018	14	\$ 97.820	\$ 0.565	\$ 0.807	\$ 7.995	\$ (0.288)	\$ -	\$ 1.825	\$ 0.281	\$ 0.007	\$ 0.064	\$ -	\$ 1.280	\$ 12.536	\$ 110.356
05/12/2018	15	\$ 97.820	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.064	\$ 0.008	\$ -	\$ 1.742	\$ 0.284	\$ 0.007	\$ 0.019	\$ -	\$ 1.278	\$ 12.779	\$ 110.599
05/12/2018	16	\$ 97.820	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.064	\$ 0.031	\$ -	\$ 1.667	\$ 0.294	\$ 0.007	\$ 0.176	\$ -	\$ 1.322	\$ 12.948	\$ 110.768
05/12/2018	17	\$ 97.820	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.046	\$ (0.060)	\$ -	\$ 1.697	\$ 0.257	\$ 0.007	\$ 0.342	\$ -	\$ 1.372	\$ 13.038	\$ 110.858



Precios de la energía (\$/MWh)

FECHA	HORA	CMO-POS	SIGET	UT	CUST	MONTO REMANENTE	FLEMG	PTRANSMIS	REACTIVOS	ACVOLTAJE	COMP_EFI	RFC	CCT	CSIS	PR_MRS
05/12/2018	18	\$ 98.300	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.040	\$ (0.103)	\$ -	\$ 1.717	\$ 0.222	\$ 0.007	\$ 0.228	\$ -	\$ 1.282	\$ 12.768	\$ 111.068
05/12/2018	19	\$ 98.300	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.072	\$ 0.023	\$ -	\$ 1.794	\$ 0.205	\$ 0.007	\$ 0.202	\$ -	\$ 1.316	\$ 12.998	\$ 111.298
05/12/2018	20	\$ 97.820	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.065	\$ 0.004	\$ -	\$ 1.771	\$ 0.146	\$ 0.007	\$ 0.333	\$ -	\$ 1.397	\$ 13.099	\$ 110.919
05/12/2018	21	\$ 97.820	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.052	\$ (0.067)	\$ -	\$ 1.778	\$ 0.111	\$ 0.008	\$ 0.264	\$ -	\$ 1.514	\$ 13.036	\$ 110.856
05/12/2018	22	\$ 97.820	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.071	\$ (0.003)	\$ -	\$ 1.866	\$ 0.019	\$ 0.008	\$ 0.153	\$ -	\$ 1.694	\$ 13.186	\$ 111.006
05/12/2018	23	\$ 97.820	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.051	\$ (0.067)	\$ -	\$ 1.716	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.237	\$ -	\$ 1.843	\$ 13.166	\$ 110.986
06/12/2018	0	\$ 98.300	\$ 0.572	\$ 0.807	\$ 8.087	\$ 0.204	\$ -	\$ 1.736	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.155	\$ -	\$ 1.950	\$ 13.521	\$ 111.821
06/12/2018	1	\$ 97.820	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.048	\$ (0.041)	\$ -	\$ 1.673	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.097	\$ -	\$ 2.013	\$ 13.175	\$ 110.995
06/12/2018	2	\$ 97.820	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.057	\$ 0.103	\$ -	\$ 1.510	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.083	\$ -	\$ 2.058	\$ 13.197	\$ 111.017
06/12/2018	3	\$ 97.820	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.063	\$ 0.188	\$ -	\$ 1.440	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.058	\$ -	\$ 2.078	\$ 13.213	\$ 111.033
06/12/2018	4	\$ 97.820	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.078	\$ 0.274	\$ -	\$ 1.513	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.077	\$ -	\$ 2.019	\$ 13.348	\$ 111.168
06/12/2018	5	\$ 97.820	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.050	\$ 0.105	\$ -	\$ 1.431	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.037	\$ -	\$ 1.906	\$ 12.913	\$ 110.733
06/12/2018	6	\$ 92.300	\$ 0.575	\$ 0.807	\$ 8.132	\$ 0.175	\$ -	\$ 1.598	\$ 0.051	\$ 0.009	\$ 0.099	\$ -	\$ 1.821	\$ 13.269	\$ 105.569
06/12/2018	7	\$ 95.470	\$ 0.572	\$ 0.807	\$ 8.085	\$ 0.079	\$ -	\$ 1.681	\$ 0.159	\$ 0.008	\$ 0.326	\$ -	\$ 1.644	\$ 13.361	\$ 108.831
06/12/2018	8	\$ 95.470	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.065	\$ 0.046	\$ -	\$ 1.536	\$ 0.228	\$ 0.008	\$ 0.126	\$ -	\$ 1.500	\$ 12.886	\$ 108.356
06/12/2018	9	\$ 92.420	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.069	\$ 0.027	\$ -	\$ 1.634	\$ 0.245	\$ 0.007	\$ 0.259	\$ -	\$ 1.430	\$ 13.048	\$ 105.468
06/12/2018	10	\$ 92.300	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.072	\$ 0.023	\$ -	\$ 1.689	\$ 0.305	\$ 0.007	\$ 0.002	\$ -	\$ 1.392	\$ 12.869	\$ 105.169
06/12/2018	11	\$ 92.300	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.070	\$ (0.017)	\$ -	\$ 1.788	\$ 0.309	\$ 0.007	\$ 0.007	\$ -	\$ 1.355	\$ 12.897	\$ 105.197
06/12/2018	12	\$ 92.300	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.051	\$ (0.072)	\$ -	\$ 1.706	\$ 0.317	\$ 0.007	\$ 0.127	\$ -	\$ 1.360	\$ 12.873	\$ 105.173
06/12/2018	13	\$ 92.300	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.067	\$ (0.048)	\$ -	\$ 1.903	\$ 0.307	\$ 0.007	\$ 0.244	\$ -	\$ 1.297	\$ 13.155	\$ 105.455
06/12/2018	14	\$ 92.300	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.079	\$ 0.012	\$ -	\$ 1.800	\$ 0.297	\$ 0.007	\$ 0.287	\$ -	\$ 1.270	\$ 13.130	\$ 105.430
06/12/2018	15	\$ 92.300	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.063	\$ (0.017)	\$ -	\$ 1.710	\$ 0.298	\$ 0.007	\$ 0.374	\$ -	\$ 1.291	\$ 13.103	\$ 105.403
06/12/2018	16	\$ 92.300	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.018	\$ (0.175)	\$ -	\$ 1.695	\$ 0.273	\$ 0.007	\$ 0.623	\$ -	\$ 1.354	\$ 13.169	\$ 105.469
06/12/2018	17	\$ 97.820	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.079	\$ 0.019	\$ -	\$ 1.791	\$ 0.274	\$ 0.007	\$ 0.281	\$ -	\$ 1.382	\$ 13.212	\$ 111.032
06/12/2018	18	\$ 97.820	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.037	\$ (0.117)	\$ -	\$ 1.651	\$ 0.252	\$ 0.007	\$ 0.154	\$ -	\$ 1.289	\$ 12.647	\$ 110.467
06/12/2018	19	\$ 97.820	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.055	\$ 0.061	\$ -	\$ 1.508	\$ 0.245	\$ 0.007	\$ 0.103	\$ -	\$ 1.323	\$ 12.678	\$ 110.498
06/12/2018	20	\$ 92.420	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.040	\$ (0.048)	\$ -	\$ 1.481	\$ 0.218	\$ 0.007	\$ 0.577	\$ -	\$ 1.409	\$ 13.060	\$ 105.480
06/12/2018	21	\$ 92.420	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.044	\$ 0.018	\$ -	\$ 1.366	\$ 0.128	\$ 0.008	\$ 0.549	\$ -	\$ 1.537	\$ 13.026	\$ 105.446
06/12/2018	22	\$ 97.820	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.043	\$ 0.004	\$ -	\$ 1.505	\$ -	\$ 0.008	\$ 0.066	\$ -	\$ 1.736	\$ 12.738	\$ 110.558
06/12/2018	23	\$ 92.420	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.028	\$ (0.039)	\$ -	\$ 1.314	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.165	\$ -	\$ 1.891	\$ 12.742	\$ 105.162
07/12/2018	0	\$ 86.770	\$ 0.574	\$ 0.807	\$ 8.115	\$ 0.158	\$ -	\$ 1.393	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.304	\$ -	\$ 2.023	\$ 13.384	\$ 100.154
07/12/2018	1	\$ 92.300	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.000	\$ (0.212)	\$ -	\$ 1.350	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.037	\$ -	\$ 2.081	\$ 12.638	\$ 104.938
07/12/2018	2	\$ 92.300	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.056	\$ 0.056	\$ -	\$ 1.281	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.007	\$ -	\$ 2.116	\$ 12.903	\$ 105.203
07/12/2018	3	\$ 92.300	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.060	\$ 0.082	\$ -	\$ 1.311	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.007	\$ -	\$ 2.142	\$ 12.991	\$ 105.291
07/12/2018	4	\$ 92.420	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.071	\$ 0.141	\$ -	\$ 1.263	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.012	\$ -	\$ 2.073	\$ 12.948	\$ 105.368
07/12/2018	5	\$ 92.420	\$ 0.565	\$ 0.807	\$ 7.994	\$ (0.199)	\$ -	\$ 1.289	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.082	\$ -	\$ 1.941	\$ 12.490	\$ 104.910
07/12/2018	6	\$ 86.770	\$ 0.573	\$ 0.807	\$ 8.110	\$ (0.068)	\$ -	\$ 1.482	\$ 0.080	\$ 0.010	\$ 0.365	\$ -	\$ 1.844	\$ 13.203	\$ 99.973
07/12/2018	7	\$ 92.300	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.067	\$ (0.003)	\$ -	\$ 1.570	\$ 0.149	\$ 0.009	\$ 0.322	\$ -	\$ 1.691	\$ 13.183	\$ 105.483
07/12/2018	8	\$ 92.300	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.067	\$ 0.029	\$ -	\$ 1.550	\$ 0.202	\$ 0.008	\$ 0.217	\$ -	\$ 1.539	\$ 12.988	\$ 105.288
07/12/2018	9	\$ 92.300	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.064	\$ 0.010	\$ -	\$ 1.616	\$ 0.242	\$ 0.007	\$ 0.209	\$ -	\$ 1.449	\$ 12.975	\$ 105.275
07/12/2018	10	\$ 92.300	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.059	\$ 0.000	\$ -	\$ 1.607	\$ 0.259	\$ 0.007	\$ 0.213	\$ -	\$ 1.397	\$ 12.919	\$ 105.219
07/12/2018	11	\$ 92.300	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.073	\$ 0.035	\$ -	\$ 1.610	\$ 0.265	\$ 0.007	\$ 0.313	\$ -	\$ 1.356	\$ 13.037	\$ 105.337
07/12/2018	12	\$ 92.300	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.050	\$ (0.010)	\$ -	\$ 1.559	\$ 0.273	\$ 0.007	\$ 0.494	\$ -	\$ 1.386	\$ 13.135	\$ 105.435
07/12/2018	13	\$ 92.300	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.054	\$ (0.023)	\$ -	\$ 1.646	\$ 0.263	\$ 0.007	\$ 0.506	\$ -	\$ 1.320	\$ 13.150	\$ 105.450
07/12/2018	14	\$ 92.300	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.048	\$ (0.115)	\$ -	\$ 1.698	\$ 0.261	\$ 0.007	\$ 0.540	\$ -	\$ 1.285	\$ 13.100	\$ 105.400
07/12/2018	15	\$ 92.300	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.069	\$ 0.038	\$ -	\$ 1.652	\$ 0.265	\$ 0.007	\$ 0.562	\$ -	\$ 1.301	\$ 13.271	\$ 105.571
07/12/2018	16	\$ 92.300	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.067	\$ 0.030	\$ -	\$ 1.641	\$ 0.239	\$ 0.007	\$ 0.511	\$ -	\$ 1.383	\$ 13.256	\$ 105.556
07/12/2018	17	\$ 95.470	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.070	\$ 0.050	\$ -	\$ 1.694	\$ 0.227	\$ 0.007	\$ 0.449	\$ -	\$ 1.402	\$ 13.276	\$ 108.746
07/12/2018	18	\$ 97.820	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.031	\$ (0.023)	\$ -	\$ 1.517	\$ 0.228	\$ 0.007	\$ 0.160	\$ -	\$ 1.298	\$ 12.593	\$ 110.413
07/12/2018	19	\$ 92.420	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.054	\$ (0.001)	\$ -	\$ 1.500	\$ 0.198	\$ 0.007	\$ 0.628	\$ -	\$ 1.331	\$ 13.092	\$ 105.512
07/12/2018	20	\$ 92.420	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.062	\$ 0.055	\$ -	\$ 1.501	\$ 0.116	\$ 0.007	\$ 0.533	\$ -	\$ 1.401	\$ 13.052	\$ 105.472
07/12/2018	21	\$ 92.300	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.062	\$ 0.092	\$ -	\$ 1.422	\$ 0.089	\$ 0.008	\$ 0.634	\$ -	\$ 1.517	\$ 13.200	\$ 105.500
07/12/2018	22	\$ 92.300	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.060	\$ 0.012	\$ -	\$ 1.586	\$ 0.039	\$ 0.009	\$ 0.704	\$ -	\$ 1.696	\$ 13.482	\$ 105.782
07/12/2018	23	\$ 92.300	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.073	\$ 0.065	\$ -	\$ 1.540	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.645	\$ -	\$ 1.849	\$ 13.560	\$ 105.860
08/12/2018	0	\$ 92.420	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.033	\$ (0.057)	\$ -	\$ 1.465	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.693	\$ -	\$ 1.961	\$ 13.481	\$ 105.901
08/12/2018	1	\$ 92.420	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.012	\$ (0.101)	\$ -	\$ 1.344	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.380	\$ -	\$ 2.043	\$ 13.062	\$ 105.482
08/12/2018	2	\$ 92.420	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.048	\$ 0.124	\$ -	\$ 1.266	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.251	\$ -	\$ 2.085	\$ 13.161	\$ 105.581



Precios de la energía (\$/MWh)

FECHA	HORA	CMO-POS	SIGET	UT	CUST	MONTO REMANENTE	FLEMG	PTRANSMIS	REACTIVOS	ACVOLTAJE	COMP_EFI	RFC	CCT	CSIS	PR_MRS
08/12/2018	3	\$ 92.420	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.033	\$ 0.015	\$ -	\$ 1.266	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.223	\$ -	\$ 2.114	\$ 13.036	\$ 105.456
08/12/2018	4	\$ 92.420	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.033	\$ (0.014)	\$ -	\$ 1.355	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.289	\$ -	\$ 2.073	\$ 13.121	\$ 105.541
08/12/2018	5	\$ 92.420	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.029	\$ (0.020)	\$ -	\$ 1.329	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.323	\$ -	\$ 1.999	\$ 13.045	\$ 105.465
08/12/2018	6	\$ 92.420	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.050	\$ 0.042	\$ -	\$ 1.434	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.489	\$ -	\$ 1.945	\$ 13.346	\$ 105.766
08/12/2018	7	\$ 97.820	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.055	\$ 0.028	\$ -	\$ 1.605	\$ 0.009	\$ 0.009	\$ 0.213	\$ -	\$ 1.793	\$ 13.089	\$ 110.909
08/12/2018	8	\$ 97.820	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.050	\$ (0.015)	\$ -	\$ 1.638	\$ 0.058	\$ 0.009	\$ 0.136	\$ -	\$ 1.679	\$ 12.932	\$ 110.752
08/12/2018	9	\$ 97.820	\$ 0.573	\$ 0.807	\$ 8.100	\$ 0.200	\$ -	\$ 1.623	\$ 0.108	\$ 0.008	\$ 0.268	\$ -	\$ 1.610	\$ 13.298	\$ 111.118
08/12/2018	10	\$ 92.420	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.072	\$ 0.051	\$ -	\$ 1.436	\$ 0.169	\$ 0.008	\$ 0.740	\$ -	\$ 1.573	\$ 13.427	\$ 105.847
08/12/2018	11	\$ 92.420	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.058	\$ 0.005	\$ -	\$ 1.532	\$ 0.192	\$ 0.008	\$ 0.458	\$ -	\$ 1.588	\$ 13.219	\$ 105.639
08/12/2018	12	\$ 92.420	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.034	\$ (0.047)	\$ -	\$ 1.503	\$ 0.207	\$ 0.009	\$ 0.492	\$ -	\$ 1.652	\$ 13.225	\$ 105.645
08/12/2018	13	\$ 92.300	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.043	\$ (0.030)	\$ -	\$ 1.549	\$ 0.211	\$ 0.009	\$ 0.412	\$ -	\$ 1.654	\$ 13.224	\$ 105.524
08/12/2018	14	\$ 84.450	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.017	\$ (0.045)	\$ -	\$ 1.353	\$ 0.212	\$ 0.008	\$ 0.706	\$ -	\$ 1.642	\$ 13.266	\$ 97.716
08/12/2018	15	\$ 84.450	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.036	\$ (0.019)	\$ -	\$ 1.303	\$ 0.216	\$ 0.008	\$ 0.731	\$ -	\$ 1.628	\$ 13.280	\$ 97.730
08/12/2018	16	\$ 84.450	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.025	\$ (0.027)	\$ -	\$ 1.316	\$ 0.227	\$ 0.008	\$ 0.804	\$ -	\$ 1.633	\$ 13.362	\$ 97.812
08/12/2018	17	\$ 95.470	\$ 0.572	\$ 0.807	\$ 8.091	\$ 0.014	\$ -	\$ 1.744	\$ 0.221	\$ 0.008	\$ 0.482	\$ -	\$ 1.564	\$ 13.503	\$ 108.973
08/12/2018	18	\$ 97.820	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.015	\$ (0.256)	\$ -	\$ 1.642	\$ 0.139	\$ 0.007	\$ 0.170	\$ -	\$ 1.406	\$ 12.498	\$ 110.318
08/12/2018	19	\$ 97.820	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.047	\$ (0.040)	\$ -	\$ 1.623	\$ 0.105	\$ 0.007	\$ 0.177	\$ -	\$ 1.427	\$ 12.723	\$ 110.543
08/12/2018	20	\$ 97.820	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.039	\$ 0.012	\$ -	\$ 1.440	\$ 0.045	\$ 0.008	\$ 0.178	\$ -	\$ 1.497	\$ 12.595	\$ 110.415
08/12/2018	21	\$ 92.420	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.038	\$ (0.003)	\$ -	\$ 1.373	\$ 0.006	\$ 0.008	\$ 0.632	\$ -	\$ 1.625	\$ 13.054	\$ 105.474
08/12/2018	22	\$ 97.820	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.052	\$ (0.032)	\$ -	\$ 1.696	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.428	\$ -	\$ 1.808	\$ 13.338	\$ 111.158
08/12/2018	23	\$ 92.420	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.062	\$ 0.030	\$ -	\$ 1.567	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.690	\$ -	\$ 1.970	\$ 13.707	\$ 106.127
09/12/2018	0	\$ 92.420	\$ 0.565	\$ 0.807	\$ 7.991	\$ (0.214)	\$ -	\$ 1.203	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.487	\$ -	\$ 2.100	\$ 12.949	\$ 105.369
09/12/2018	1	\$ 92.420	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.053	\$ 0.080	\$ -	\$ 1.408	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.323	\$ -	\$ 2.199	\$ 13.450	\$ 105.870
09/12/2018	2	\$ 92.420	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.056	\$ 0.090	\$ -	\$ 1.424	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.451	\$ -	\$ 2.259	\$ 13.669	\$ 106.089
09/12/2018	3	\$ 92.300	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.065	\$ 0.184	\$ -	\$ 1.370	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.128	\$ -	\$ 2.281	\$ 13.417	\$ 105.717
09/12/2018	4	\$ 92.300	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.065	\$ 0.168	\$ -	\$ 1.393	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.027	\$ -	\$ 2.268	\$ 13.310	\$ 105.610
09/12/2018	5	\$ 92.300	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.071	\$ 0.221	\$ -	\$ 1.376	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.064	\$ -	\$ 2.204	\$ 13.325	\$ 105.625
09/12/2018	6	\$ 92.300	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.023	\$ 0.174	\$ -	\$ 0.945	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.020	\$ -	\$ 2.228	\$ 12.774	\$ 105.074
09/12/2018	7	\$ 92.300	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.048	\$ (0.019)	\$ -	\$ 1.262	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.020	\$ -	\$ 2.152	\$ 12.850	\$ 105.150
09/12/2018	8	\$ 92.420	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.029	\$ (0.014)	\$ -	\$ 1.119	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.016	\$ -	\$ 2.070	\$ 12.604	\$ 105.024
09/12/2018	9	\$ 92.420	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.035	\$ (0.014)	\$ -	\$ 1.129	\$ 0.054	\$ 0.010	\$ 0.031	\$ -	\$ 2.001	\$ 12.622	\$ 105.042
09/12/2018	10	\$ 92.420	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.065	\$ (0.069)	\$ -	\$ 1.197	\$ 0.115	\$ 0.010	\$ 0.065	\$ -	\$ 1.954	\$ 12.712	\$ 105.132
09/12/2018	11	\$ 92.300	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.057	\$ (0.022)	\$ -	\$ 1.265	\$ 0.129	\$ 0.010	\$ 0.220	\$ -	\$ 1.915	\$ 12.952	\$ 105.252
09/12/2018	12	\$ 92.300	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.043	\$ (0.032)	\$ -	\$ 1.221	\$ 0.129	\$ 0.010	\$ 0.295	\$ -	\$ 1.899	\$ 12.941	\$ 105.241
09/12/2018	13	\$ 85.080	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.035	\$ (0.020)	\$ -	\$ 1.159	\$ 0.129	\$ 0.010	\$ 0.764	\$ -	\$ 1.867	\$ 13.319	\$ 98.399
09/12/2018	14	\$ 92.300	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.030	\$ 0.002	\$ -	\$ 1.285	\$ 0.129	\$ 0.009	\$ 0.457	\$ -	\$ 1.828	\$ 13.115	\$ 105.415
09/12/2018	15	\$ 92.300	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.031	\$ (0.006)	\$ -	\$ 1.187	\$ 0.131	\$ 0.009	\$ 0.366	\$ -	\$ 1.796	\$ 12.889	\$ 105.189
09/12/2018	16	\$ 92.300	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.019	\$ (0.005)	\$ -	\$ 1.267	\$ 0.137	\$ 0.009	\$ 0.311	\$ -	\$ 1.776	\$ 12.888	\$ 105.188
09/12/2018	17	\$ 92.420	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.048	\$ 0.001	\$ -	\$ 1.483	\$ 0.109	\$ 0.009	\$ 0.437	\$ -	\$ 1.661	\$ 13.125	\$ 105.545
09/12/2018	18	\$ 97.820	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.064	\$ 0.022	\$ -	\$ 1.725	\$ 0.084	\$ 0.007	\$ 0.051	\$ -	\$ 1.458	\$ 12.788	\$ 110.608
09/12/2018	19	\$ 97.820	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.061	\$ 0.020	\$ -	\$ 1.693	\$ 0.086	\$ 0.007	\$ 0.087	\$ -	\$ 1.460	\$ 12.791	\$ 110.611
09/12/2018	20	\$ 97.820	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.040	\$ 0.020	\$ -	\$ 1.431	\$ 0.082	\$ 0.008	\$ 0.115	\$ -	\$ 1.520	\$ 12.591	\$ 110.411
09/12/2018	21	\$ 92.420	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.065	\$ 0.184	\$ -	\$ 1.335	\$ 0.013	\$ 0.009	\$ 0.465	\$ -	\$ 1.662	\$ 13.109	\$ 105.529
09/12/2018	22	\$ 92.300	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.032	\$ (0.046)	\$ -	\$ 1.373	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.028	\$ -	\$ 1.868	\$ 12.640	\$ 104.940
09/12/2018	23	\$ 92.300	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.014	\$ (0.078)	\$ -	\$ 1.230	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.322	\$ -	\$ 2.042	\$ 12.914	\$ 105.214
10/12/2018	0	\$ 91.330	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.076	\$ 0.267	\$ -	\$ 1.217	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.602	\$ -	\$ 2.150	\$ 13.700	\$ 105.030
10/12/2018	1	\$ 91.330	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.004	\$ (0.055)	\$ -	\$ 1.076	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.108	\$ -	\$ 2.224	\$ 12.741	\$ 104.071
10/12/2018	2	\$ 91.330	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.035	\$ 0.086	\$ -	\$ 1.080	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.096	\$ -	\$ 2.269	\$ 12.953	\$ 104.283
10/12/2018	3	\$ 91.330	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.018	\$ 0.005	\$ -	\$ 1.112	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.089	\$ -	\$ 2.294	\$ 12.902	\$ 104.232
10/12/2018	4	\$ 92.170	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 7.998	\$ (0.102)	\$ -	\$ 1.197	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.089	\$ -	\$ 2.216	\$ 12.782	\$ 104.952
10/12/2018	5	\$ 92.170	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.007	\$ (0.100)	\$ -	\$ 1.216	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.169	\$ -	\$ 2.052	\$ 12.727	\$ 104.897
10/12/2018	6	\$ 91.330	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.058	\$ 0.011	\$ -	\$ 1.301	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.328	\$ -	\$ 1.913	\$ 12.998	\$ 104.328
10/12/2018	7	\$ 91.330	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.046	\$ 0.005	\$ -	\$ 1.347	\$ 0.104	\$ 0.009	\$ 0.345	\$ -	\$ 1.705	\$ 12.937	\$ 104.267
10/12/2018	8	\$ 91.330	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.076	\$ 0.189	\$ -	\$ 1.387	\$ 0.184	\$ 0.008	\$ 0.400	\$ -	\$ 1.514	\$ 13.136	\$ 104.466
10/12/2018	9	\$ 91.330	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.035	\$ (0.016)	\$ -	\$ 1.457	\$ 0.189	\$ 0.007	\$ 0.489	\$ -	\$ 1.427	\$ 12.965	\$ 104.295
10/12/2018	10	\$ 91.330	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.044	\$ (0.009)	\$ -	\$ 1.492	\$ 0.203	\$ 0.007	\$ 0.502	\$ -	\$ 1.374	\$ 12.989	\$ 104.319
10/12/2018	11	\$ 91.330	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.056	\$ (0.002)	\$ -	\$ 1.482	\$ 0.243	\$ 0.007	\$ 0.408	\$ -	\$ 1.334	\$ 12.904	\$ 104.234



Precios de la energía (\$/MWh)

FECHA	HORA	CMO-POS	SIGET	UT	CUST	MONTO REMANENTE	FLEMG	PTRANSMIS	REACTIVOS	ACVOLTAJE	COMP_EFI	RFC	CCT	CSIS	PR_MRS
10/12/2018	12	\$ 91.330	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.070	\$ 0.097	\$ -	\$ 1.522	\$ 0.258	\$ 0.007	\$ 0.355	\$ -	\$ 1.357	\$ 13.045	\$ 104.375
10/12/2018	13	\$ 91.330	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.056	\$ 0.107	\$ -	\$ 1.338	\$ 0.244	\$ 0.007	\$ 0.380	\$ -	\$ 1.308	\$ 12.816	\$ 104.146
10/12/2018	14	\$ 92.170	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.063	\$ 0.088	\$ -	\$ 1.468	\$ 0.238	\$ 0.007	\$ 0.457	\$ -	\$ 1.269	\$ 12.967	\$ 105.137
10/12/2018	15	\$ 92.170	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.066	\$ 0.125	\$ -	\$ 1.430	\$ 0.242	\$ 0.007	\$ 0.474	\$ -	\$ 1.275	\$ 12.996	\$ 105.166
10/12/2018	16	\$ 92.170	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.058	\$ 0.096	\$ -	\$ 1.398	\$ 0.241	\$ 0.007	\$ 0.551	\$ -	\$ 1.335	\$ 13.063	\$ 105.233
10/12/2018	17	\$ 92.170	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.065	\$ 0.107	\$ -	\$ 1.451	\$ 0.236	\$ 0.007	\$ 0.491	\$ -	\$ 1.383	\$ 13.117	\$ 105.287
10/12/2018	18	\$ 94.330	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.041	\$ (0.038)	\$ -	\$ 1.505	\$ 0.187	\$ 0.007	\$ 0.360	\$ -	\$ 1.281	\$ 12.719	\$ 107.049
10/12/2018	19	\$ 94.330	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.055	\$ 0.074	\$ -	\$ 1.443	\$ 0.148	\$ 0.007	\$ 0.317	\$ -	\$ 1.315	\$ 12.736	\$ 107.066
10/12/2018	20	\$ 92.170	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.032	\$ (0.058)	\$ -	\$ 1.403	\$ 0.094	\$ 0.007	\$ 0.516	\$ -	\$ 1.389	\$ 12.759	\$ 104.929
10/12/2018	21	\$ 92.170	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.040	\$ 0.054	\$ -	\$ 1.276	\$ 0.046	\$ 0.008	\$ 0.423	\$ -	\$ 1.510	\$ 12.732	\$ 104.902
10/12/2018	22	\$ 92.170	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.034	\$ 0.022	\$ -	\$ 1.275	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.380	\$ -	\$ 1.702	\$ 12.797	\$ 104.967
10/12/2018	23	\$ 91.330	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.024	\$ (0.021)	\$ -	\$ 1.281	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.530	\$ -	\$ 1.860	\$ 13.057	\$ 104.387
11/12/2018	0	\$ 91.330	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.025	\$ (0.036)	\$ -	\$ 1.292	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.660	\$ -	\$ 1.980	\$ 13.306	\$ 104.636
11/12/2018	1	\$ 92.170	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.025	\$ (0.047)	\$ -	\$ 1.356	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.408	\$ -	\$ 2.042	\$ 13.169	\$ 105.339
11/12/2018	2	\$ 92.170	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.025	\$ 0.018	\$ -	\$ 1.154	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.218	\$ -	\$ 2.077	\$ 12.876	\$ 105.046
11/12/2018	3	\$ 92.170	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.049	\$ (0.039)	\$ -	\$ 1.296	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.186	\$ -	\$ 2.074	\$ 12.953	\$ 105.123
11/12/2018	4	\$ 94.330	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.079	\$ (0.061)	\$ -	\$ 1.324	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.087	\$ -	\$ 2.013	\$ 12.830	\$ 107.160
11/12/2018	5	\$ 94.330	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.018	\$ 0.011	\$ -	\$ 1.287	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.229	\$ -	\$ 1.895	\$ 12.824	\$ 107.154
11/12/2018	6	\$ 92.170	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.060	\$ (0.013)	\$ -	\$ 1.334	\$ 0.050	\$ 0.009	\$ 0.666	\$ -	\$ 1.806	\$ 13.290	\$ 105.460
11/12/2018	7	\$ 92.170	\$ 0.565	\$ 0.807	\$ 7.994	\$ 0.023	\$ -	\$ 1.240	\$ 0.152	\$ 0.009	\$ 0.642	\$ -	\$ 1.652	\$ 13.085	\$ 105.255
11/12/2018	8	\$ 91.330	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.061	\$ (0.031)	\$ -	\$ 1.470	\$ 0.239	\$ 0.008	\$ 0.637	\$ -	\$ 1.508	\$ 13.269	\$ 104.599
11/12/2018	9	\$ 91.330	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.059	\$ (0.021)	\$ -	\$ 1.414	\$ 0.240	\$ 0.007	\$ 0.534	\$ -	\$ 1.445	\$ 13.055	\$ 104.385
11/12/2018	10	\$ 81.600	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.055	\$ (0.010)	\$ -	\$ 1.478	\$ 0.241	\$ 0.007	\$ 0.927	\$ -	\$ 1.402	\$ 13.477	\$ 95.077
11/12/2018	11	\$ 81.600	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.044	\$ (0.009)	\$ -	\$ 1.424	\$ 0.273	\$ 0.007	\$ 0.936	\$ -	\$ 1.373	\$ 13.423	\$ 95.023
11/12/2018	12	\$ 81.600	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.035	\$ 0.006	\$ -	\$ 1.321	\$ 0.290	\$ 0.007	\$ 0.981	\$ -	\$ 1.426	\$ 13.441	\$ 95.041
11/12/2018	13	\$ 81.600	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.047	\$ 0.003	\$ -	\$ 1.320	\$ 0.284	\$ 0.007	\$ 1.004	\$ -	\$ 1.386	\$ 13.426	\$ 95.026
11/12/2018	14	\$ 81.600	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.039	\$ 0.025	\$ -	\$ 1.354	\$ 0.283	\$ 0.007	\$ 0.951	\$ -	\$ 1.370	\$ 13.405	\$ 95.005
11/12/2018	15	\$ 81.600	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.047	\$ 0.027	\$ -	\$ 1.427	\$ 0.286	\$ 0.007	\$ 0.991	\$ -	\$ 1.373	\$ 13.536	\$ 95.136
11/12/2018	16	\$ 81.600	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.061	\$ (0.002)	\$ -	\$ 1.460	\$ 0.257	\$ 0.007	\$ 0.882	\$ -	\$ 1.436	\$ 13.478	\$ 95.078
11/12/2018	17	\$ 92.170	\$ 0.572	\$ 0.807	\$ 8.096	\$ 0.144	\$ -	\$ 1.535	\$ 0.222	\$ 0.008	\$ 0.461	\$ -	\$ 1.459	\$ 13.305	\$ 105.475
11/12/2018	18	\$ 94.330	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.026	\$ (0.125)	\$ -	\$ 1.510	\$ 0.184	\$ 0.007	\$ 0.207	\$ -	\$ 1.339	\$ 12.522	\$ 106.852
11/12/2018	19	\$ 94.330	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.057	\$ 0.093	\$ -	\$ 1.418	\$ 0.128	\$ 0.007	\$ 0.317	\$ -	\$ 1.374	\$ 12.772	\$ 107.102
11/12/2018	20	\$ 92.170	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.049	\$ (0.039)	\$ -	\$ 1.287	\$ 0.122	\$ 0.008	\$ 0.489	\$ -	\$ 1.457	\$ 12.748	\$ 104.918
11/12/2018	21	\$ 91.330	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.041	\$ (0.007)	\$ -	\$ 1.273	\$ 0.053	\$ 0.008	\$ 0.553	\$ -	\$ 1.611	\$ 12.909	\$ 104.239
11/12/2018	22	\$ 91.330	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.043	\$ (0.002)	\$ -	\$ 1.381	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.531	\$ -	\$ 1.817	\$ 13.155	\$ 104.485
11/12/2018	23	\$ 91.330	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.066	\$ (0.051)	\$ -	\$ 1.275	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.391	\$ -	\$ 1.985	\$ 13.052	\$ 104.382
12/12/2018	0	\$ 82.620	\$ 0.573	\$ 0.807	\$ 8.104	\$ (0.040)	\$ -	\$ 1.194	\$ -	\$ 0.011	\$ 1.175	\$ -	\$ 2.095	\$ 13.919	\$ 96.539
12/12/2018	1	\$ 82.620	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.023	\$ 0.031	\$ -	\$ 1.171	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.308	\$ -	\$ 2.154	\$ 13.074	\$ 95.694
12/12/2018	2	\$ 82.620	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.016	\$ 0.052	\$ -	\$ 1.183	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.249	\$ -	\$ 2.197	\$ 13.082	\$ 95.702
12/12/2018	3	\$ 82.620	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.029	\$ (0.016)	\$ -	\$ 1.069	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.327	\$ -	\$ 2.189	\$ 12.983	\$ 95.603
12/12/2018	4	\$ 91.330	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.032	\$ 0.004	\$ -	\$ 1.307	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.231	\$ -	\$ 2.128	\$ 13.088	\$ 104.418
12/12/2018	5	\$ 91.330	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.014	\$ 0.019	\$ -	\$ 1.214	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.212	\$ -	\$ 1.981	\$ 12.823	\$ 104.153
12/12/2018	6	\$ 82.620	\$ 0.576	\$ 0.807	\$ 8.145	\$ (0.158)	\$ -	\$ 1.360	\$ 0.138	\$ 0.010	\$ 1.121	\$ -	\$ 1.866	\$ 13.864	\$ 96.484
12/12/2018	7	\$ 82.620	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.012	\$ 0.058	\$ -	\$ 1.368	\$ 0.182	\$ 0.009	\$ 1.285	\$ -	\$ 1.732	\$ 14.019	\$ 96.639
12/12/2018	8	\$ 91.330	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.059	\$ (0.001)	\$ -	\$ 1.591	\$ 0.258	\$ 0.008	\$ 0.722	\$ -	\$ 1.567	\$ 13.581	\$ 104.911
12/12/2018	9	\$ 91.330	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.052	\$ (0.002)	\$ -	\$ 1.529	\$ 0.260	\$ 0.008	\$ 0.652	\$ -	\$ 1.492	\$ 13.367	\$ 104.697
12/12/2018	10	\$ 92.170	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.077	\$ (0.065)	\$ -	\$ 1.583	\$ 0.289	\$ 0.008	\$ 0.608	\$ -	\$ 1.455	\$ 13.332	\$ 105.502
12/12/2018	11	\$ 92.170	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.071	\$ (0.035)	\$ -	\$ 1.588	\$ 0.286	\$ 0.007	\$ 0.492	\$ -	\$ 1.417	\$ 13.205	\$ 105.375
12/12/2018	12	\$ 91.330	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.051	\$ (0.001)	\$ -	\$ 1.528	\$ 0.300	\$ 0.007	\$ 0.482	\$ -	\$ 1.441	\$ 13.185	\$ 104.515
12/12/2018	13	\$ 91.330	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.066	\$ (0.048)	\$ -	\$ 1.528	\$ 0.314	\$ 0.007	\$ 0.626	\$ -	\$ 1.389	\$ 13.261	\$ 104.591
12/12/2018	14	\$ 92.170	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.045	\$ (0.021)	\$ -	\$ 1.540	\$ 0.312	\$ 0.007	\$ 0.628	\$ -	\$ 1.332	\$ 13.220	\$ 105.390
12/12/2018	15	\$ 94.330	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.069	\$ 0.016	\$ -	\$ 1.526	\$ 0.313	\$ 0.007	\$ 0.447	\$ -	\$ 1.334	\$ 13.088	\$ 107.418
12/12/2018	16	\$ 92.170	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.076	\$ 0.019	\$ -	\$ 1.361	\$ 0.296	\$ 0.007	\$ 0.260	\$ -	\$ 1.406	\$ 12.803	\$ 104.973
12/12/2018	17	\$ 92.170	\$ 0.573	\$ 0.807	\$ 8.111	\$ 0.106	\$ -	\$ 1.553	\$ 0.250	\$ 0.007	\$ 0.365	\$ -	\$ 1.440	\$ 13.213	\$ 105.383
12/12/2018	18	\$ 97.130	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.027	\$ (0.112)	\$ -	\$ 1.593	\$ 0.239	\$ 0.007	\$ 0.162	\$ -	\$ 1.317	\$ 12.608	\$ 109.738
12/12/2018	19	\$ 97.690	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.060	\$ 0.023	\$ -	\$ 1.658	\$ 0.175	\$ 0.007	\$ 0.179	\$ -	\$ 1.347	\$ 12.825	\$ 110.515
12/12/2018	20	\$ 94.330	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.046	\$ 0.021	\$ -	\$ 1.426	\$ 0.109	\$ 0.007	\$ 0.401	\$ -	\$ 1.422	\$ 12.808	\$ 107.138



Precios de la energía (\$/MWh)

FECHA	HORA	CMO-POS	SIGET	UT	CUST	MONTO REMANENTE	FLEMG	PTRANSMIS	REACTIVOS	ACVOLTAJE	COMP_EFI	RFC	CCT	CSIS	PR_MRS
12/12/2018	21	\$ 92.170	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.043	\$ 0.036	\$ -	\$ 1.340	\$ 0.030	\$ 0.008	\$ 0.512	\$ -	\$ 1.553	\$ 12.899	\$ 105.069
12/12/2018	22	\$ 92.170	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.040	\$ 0.045	\$ -	\$ 1.260	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.272	\$ -	\$ 1.762	\$ 12.763	\$ 104.933
12/12/2018	23	\$ 92.170	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.050	\$ 0.039	\$ -	\$ 1.384	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.298	\$ -	\$ 1.913	\$ 13.071	\$ 105.241
13/12/2018	0	\$ 92.170	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.019	\$ (0.056)	\$ -	\$ 1.293	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.545	\$ -	\$ 2.027	\$ 13.212	\$ 105.382
13/12/2018	1	\$ 92.170	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.050	\$ 0.077	\$ -	\$ 1.332	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.222	\$ -	\$ 2.103	\$ 13.170	\$ 105.340
13/12/2018	2	\$ 92.170	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.020	\$ 0.018	\$ -	\$ 1.123	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.149	\$ -	\$ 2.132	\$ 12.827	\$ 104.997
13/12/2018	3	\$ 92.170	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.030	\$ (0.031)	\$ -	\$ 1.344	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.140	\$ -	\$ 2.126	\$ 12.993	\$ 105.163
13/12/2018	4	\$ 92.170	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.031	\$ 0.038	\$ -	\$ 1.186	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.164	\$ -	\$ 2.084	\$ 12.887	\$ 105.057
13/12/2018	5	\$ 92.170	\$ 0.562	\$ 0.807	\$ 7.955	\$ (0.392)	\$ -	\$ 1.335	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.119	\$ -	\$ 1.963	\$ 12.358	\$ 104.528
13/12/2018	6	\$ 91.330	\$ 0.579	\$ 0.807	\$ 8.184	\$ 0.260	\$ -	\$ 1.418	\$ 0.070	\$ 0.010	\$ 0.433	\$ -	\$ 1.857	\$ 13.618	\$ 104.948
13/12/2018	7	\$ 91.330	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.077	\$ 0.032	\$ -	\$ 1.611	\$ 0.118	\$ 0.009	\$ 0.538	\$ -	\$ 1.725	\$ 13.488	\$ 104.818
13/12/2018	8	\$ 91.330	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.053	\$ 0.005	\$ -	\$ 1.464	\$ 0.158	\$ 0.008	\$ 0.534	\$ -	\$ 1.562	\$ 13.160	\$ 104.490
13/12/2018	9	\$ 91.330	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.050	\$ (0.020)	\$ -	\$ 1.530	\$ 0.229	\$ 0.008	\$ 0.499	\$ -	\$ 1.461	\$ 13.133	\$ 104.463
13/12/2018	10	\$ 91.330	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.067	\$ 0.025	\$ -	\$ 1.509	\$ 0.252	\$ 0.007	\$ 0.483	\$ -	\$ 1.406	\$ 13.127	\$ 104.457
13/12/2018	11	\$ 91.330	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.056	\$ 0.003	\$ -	\$ 1.473	\$ 0.257	\$ 0.007	\$ 0.471	\$ -	\$ 1.359	\$ 13.003	\$ 104.333
13/12/2018	12	\$ 82.030	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.070	\$ (0.005)	\$ -	\$ 1.478	\$ 0.303	\$ 0.007	\$ 0.234	\$ -	\$ 1.386	\$ 12.852	\$ 94.882
13/12/2018	13	\$ 91.330	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.066	\$ (0.018)	\$ -	\$ 1.738	\$ 0.294	\$ 0.007	\$ 0.202	\$ -	\$ 1.336	\$ 13.002	\$ 104.332
13/12/2018	14	\$ 91.330	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.053	\$ (0.018)	\$ -	\$ 1.682	\$ 0.286	\$ 0.007	\$ 0.139	\$ -	\$ 1.305	\$ 12.829	\$ 104.159
13/12/2018	15	\$ 91.330	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.065	\$ (0.010)	\$ -	\$ 1.704	\$ 0.291	\$ 0.007	\$ 0.441	\$ -	\$ 1.305	\$ 13.179	\$ 104.509
13/12/2018	16	\$ 91.330	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.040	\$ (0.010)	\$ -	\$ 1.416	\$ 0.279	\$ 0.007	\$ 0.657	\$ -	\$ 1.354	\$ 13.119	\$ 104.449
13/12/2018	17	\$ 92.170	\$ 0.572	\$ 0.807	\$ 8.093	\$ 0.085	\$ -	\$ 1.719	\$ 0.240	\$ 0.007	\$ 0.547	\$ -	\$ 1.384	\$ 13.455	\$ 105.625
13/12/2018	18	\$ 94.330	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.060	\$ 0.019	\$ -	\$ 1.620	\$ 0.215	\$ 0.007	\$ 0.446	\$ -	\$ 1.291	\$ 13.035	\$ 107.365
13/12/2018	19	\$ 94.330	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.056	\$ 0.031	\$ -	\$ 1.521	\$ 0.196	\$ 0.007	\$ 0.455	\$ -	\$ 1.326	\$ 12.969	\$ 107.299
13/12/2018	20	\$ 94.330	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.052	\$ (0.002)	\$ -	\$ 1.567	\$ 0.145	\$ 0.007	\$ 0.510	\$ -	\$ 1.404	\$ 13.060	\$ 107.390
13/12/2018	21	\$ 94.330	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.054	\$ 0.038	\$ -	\$ 1.471	\$ 0.053	\$ 0.008	\$ 0.451	\$ -	\$ 1.531	\$ 12.983	\$ 107.313
13/12/2018	22	\$ 94.330	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.054	\$ 0.035	\$ -	\$ 1.487	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.384	\$ -	\$ 1.746	\$ 13.092	\$ 107.422
13/12/2018	23	\$ 91.330	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.066	\$ 0.040	\$ -	\$ 1.542	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.212	\$ -	\$ 1.903	\$ 13.150	\$ 104.480
14/12/2018	0	\$ 92.170	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.026	\$ (0.064)	\$ -	\$ 1.353	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.237	\$ -	\$ 2.030	\$ 12.967	\$ 105.137
14/12/2018	1	\$ 92.170	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.039	\$ 0.086	\$ -	\$ 1.229	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.139	\$ -	\$ 2.105	\$ 12.982	\$ 105.152
14/12/2018	2	\$ 92.170	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.038	\$ (0.032)	\$ -	\$ 1.212	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.057	\$ -	\$ 2.150	\$ 12.811	\$ 104.981
14/12/2018	3	\$ 92.170	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.028	\$ 0.004	\$ -	\$ 1.269	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.036	\$ -	\$ 2.164	\$ 12.884	\$ 105.054
14/12/2018	4	\$ 92.170	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.049	\$ (0.031)	\$ -	\$ 1.174	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.085	\$ -	\$ 2.110	\$ 12.772	\$ 104.942
14/12/2018	5	\$ 94.330	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.000	\$ 0.016	\$ -	\$ 1.345	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.019	\$ -	\$ 1.971	\$ 12.733	\$ 107.063
14/12/2018	6	\$ 91.330	\$ 0.575	\$ 0.807	\$ 8.126	\$ 0.602	\$ -	\$ 1.295	\$ 0.084	\$ 0.009	\$ -	\$ -	\$ 1.883	\$ 13.381	\$ 104.711
14/12/2018	7	\$ 91.330	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.052	\$ (0.031)	\$ -	\$ 1.560	\$ 0.143	\$ 0.009	\$ -	\$ -	\$ 1.763	\$ 12.871	\$ 104.201
14/12/2018	8	\$ 92.170	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.046	\$ (0.044)	\$ -	\$ 1.530	\$ 0.187	\$ 0.008	\$ 0.136	\$ -	\$ 1.568	\$ 12.806	\$ 104.976
14/12/2018	9	\$ 92.170	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.039	\$ (0.047)	\$ -	\$ 1.444	\$ 0.232	\$ 0.007	\$ 0.095	\$ -	\$ 1.451	\$ 12.597	\$ 104.767
14/12/2018	10	\$ 91.330	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.056	\$ (0.018)	\$ -	\$ 1.588	\$ 0.262	\$ 0.007	\$ 0.064	\$ -	\$ 1.401	\$ 12.738	\$ 104.068
14/12/2018	11	\$ 91.330	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.052	\$ (0.036)	\$ -	\$ 1.566	\$ 0.265	\$ 0.007	\$ 0.006	\$ -	\$ 1.379	\$ 12.616	\$ 103.946
14/12/2018	12	\$ 82.780	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.042	\$ (0.000)	\$ -	\$ 1.266	\$ 0.281	\$ 0.007	\$ -	\$ -	\$ 1.418	\$ 12.390	\$ 95.170
14/12/2018	13	\$ 91.330	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.053	\$ (0.038)	\$ -	\$ 1.591	\$ 0.269	\$ 0.007	\$ 0.003	\$ -	\$ 1.372	\$ 12.633	\$ 103.963
14/12/2018	14	\$ 91.330	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.028	\$ (0.088)	\$ -	\$ 1.374	\$ 0.260	\$ 0.007	\$ 0.356	\$ -	\$ 1.352	\$ 12.663	\$ 103.993
14/12/2018	15	\$ 92.170	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.030	\$ (0.018)	\$ -	\$ 1.308	\$ 0.251	\$ 0.007	\$ 0.307	\$ -	\$ 1.358	\$ 12.618	\$ 104.788
14/12/2018	16	\$ 91.330	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.028	\$ (0.068)	\$ -	\$ 1.353	\$ 0.229	\$ 0.007	\$ 0.323	\$ -	\$ 1.423	\$ 12.670	\$ 104.000
14/12/2018	17	\$ 94.330	\$ 0.572	\$ 0.807	\$ 8.093	\$ 0.005	\$ -	\$ 1.690	\$ 0.207	\$ 0.007	\$ 0.519	\$ -	\$ 1.435	\$ 13.335	\$ 107.665
14/12/2018	18	\$ 94.330	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.037	\$ (0.119)	\$ -	\$ 1.673	\$ 0.134	\$ 0.007	\$ 0.463	\$ -	\$ 1.311	\$ 12.881	\$ 107.211
14/12/2018	19	\$ 94.330	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.029	\$ (0.092)	\$ -	\$ 1.467	\$ 0.091	\$ 0.007	\$ 0.499	\$ -	\$ 1.338	\$ 12.715	\$ 107.045
14/12/2018	20	\$ 92.170	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.028	\$ (0.061)	\$ -	\$ 1.372	\$ 0.035	\$ 0.007	\$ 0.585	\$ -	\$ 1.410	\$ 12.750	\$ 104.920
14/12/2018	21	\$ 92.170	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.062	\$ 0.069	\$ -	\$ 1.480	\$ -	\$ 0.008	\$ 0.592	\$ -	\$ 1.528	\$ 13.116	\$ 105.286
14/12/2018	22	\$ 92.170	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.023	\$ (0.100)	\$ -	\$ 1.355	\$ -	\$ 0.008	\$ 0.097	\$ -	\$ 1.708	\$ 12.465	\$ 104.635
14/12/2018	23	\$ 92.170	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.038	\$ (0.090)	\$ -	\$ 1.512	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.107	\$ -	\$ 1.869	\$ 12.821	\$ 104.991
15/12/2018	0	\$ 92.170	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.040	\$ 0.106	\$ -	\$ 1.191	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.115	\$ -	\$ 2.005	\$ 12.842	\$ 105.012
15/12/2018	1	\$ 92.170	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.003	\$ (0.139)	\$ -	\$ 1.187	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.103	\$ -	\$ 2.079	\$ 12.615	\$ 104.785
15/12/2018	2	\$ 92.170	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.014	\$ 0.007	\$ -	\$ 1.076	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.077	\$ -	\$ 2.139	\$ 12.697	\$ 104.867
15/12/2018	3	\$ 92.170	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.002	\$ (0.036)	\$ -	\$ 1.007	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.067	\$ -	\$ 2.148	\$ 12.571	\$ 104.741
15/12/2018	4	\$ 92.170	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.026	\$ 0.079	\$ -	\$ 1.082	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.096	\$ -	\$ 2.111	\$ 12.778	\$ 104.948
15/12/2018	5	\$ 94.330	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.011	\$ (0.063)	\$ -	\$ 1.185	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.044	\$ -	\$ 2.036	\$ 12.595	\$ 106.925



Precios de la energía (\$/MWh)

FECHA	HORA	CMO-POS	SIGET	UT	CUST	MONTO REMANENTE	FLEMG	PTRANSMIS	REACTIVOS	ACVOLTAJE	COMP_EFI	RFC	CCT	CSIS	PR_MRS
15/12/2018	6	\$ 92.170	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.055	\$ 0.291	\$ -	\$ 1.079	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.163	\$ -	\$ 1.990	\$ 12.963	\$ 105.133
15/12/2018	7	\$ 91.330	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.017	\$ (0.122)	\$ -	\$ 1.331	\$ 0.016	\$ 0.009	\$ 0.590	\$ -	\$ 1.869	\$ 13.085	\$ 104.415
15/12/2018	8	\$ 91.330	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.028	\$ (0.000)	\$ -	\$ 1.237	\$ 0.127	\$ 0.009	\$ 0.843	\$ -	\$ 1.722	\$ 13.340	\$ 104.670
15/12/2018	9	\$ 91.330	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.031	\$ (0.019)	\$ -	\$ 1.339	\$ 0.124	\$ 0.008	\$ 0.826	\$ -	\$ 1.646	\$ 13.330	\$ 104.660
15/12/2018	10	\$ 91.330	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.050	\$ 0.008	\$ -	\$ 1.429	\$ 0.215	\$ 0.008	\$ 0.666	\$ -	\$ 1.614	\$ 13.368	\$ 104.698
15/12/2018	11	\$ 91.330	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.044	\$ 0.010	\$ -	\$ 1.360	\$ 0.261	\$ 0.008	\$ 0.698	\$ -	\$ 1.638	\$ 13.395	\$ 104.725
15/12/2018	12	\$ 80.390	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.064	\$ 0.008	\$ -	\$ 1.270	\$ 0.263	\$ 0.009	\$ 0.839	\$ -	\$ 1.719	\$ 13.549	\$ 93.939
15/12/2018	13	\$ 80.390	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.082	\$ 0.022	\$ -	\$ 1.344	\$ 0.250	\$ 0.009	\$ 0.578	\$ -	\$ 1.738	\$ 13.401	\$ 93.791
15/12/2018	14	\$ 80.390	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.050	\$ 0.009	\$ -	\$ 1.181	\$ 0.246	\$ 0.009	\$ 0.430	\$ -	\$ 1.747	\$ 13.049	\$ 93.439
15/12/2018	15	\$ 80.390	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.031	\$ (0.015)	\$ -	\$ 1.225	\$ 0.253	\$ 0.009	\$ 0.305	\$ -	\$ 1.747	\$ 12.931	\$ 93.321
15/12/2018	16	\$ 80.390	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.055	\$ 0.001	\$ -	\$ 1.301	\$ 0.243	\$ 0.009	\$ 0.353	\$ -	\$ 1.759	\$ 13.097	\$ 93.487
15/12/2018	17	\$ 92.170	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.052	\$ 0.029	\$ -	\$ 1.440	\$ 0.186	\$ 0.009	\$ 0.402	\$ -	\$ 1.679	\$ 13.173	\$ 105.343
15/12/2018	18	\$ 92.170	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.011	\$ (0.165)	\$ -	\$ 1.391	\$ 0.117	\$ 0.008	\$ 0.495	\$ -	\$ 1.487	\$ 12.717	\$ 104.887
15/12/2018	19	\$ 92.170	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.041	\$ 0.016	\$ -	\$ 1.369	\$ 0.095	\$ 0.008	\$ 0.462	\$ -	\$ 1.509	\$ 12.876	\$ 105.046
15/12/2018	20	\$ 91.330	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.034	\$ 0.032	\$ -	\$ 1.249	\$ 0.019	\$ 0.008	\$ 0.489	\$ -	\$ 1.602	\$ 12.809	\$ 104.139
15/12/2018	21	\$ 81.470	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.042	\$ 0.048	\$ -	\$ 1.145	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.976	\$ -	\$ 1.758	\$ 13.353	\$ 94.823
15/12/2018	22	\$ 92.170	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.026	\$ (0.045)	\$ -	\$ 1.337	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.223	\$ -	\$ 1.969	\$ 12.894	\$ 105.064
15/12/2018	23	\$ 91.330	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.058	\$ 0.134	\$ -	\$ 1.216	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.335	\$ -	\$ 2.174	\$ 13.304	\$ 104.634
16/12/2018	0	\$ 91.330	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.016	\$ (0.069)	\$ -	\$ 1.260	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.200	\$ -	\$ 2.328	\$ 13.120	\$ 104.450
16/12/2018	1	\$ 80.110	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.034	\$ 0.009	\$ -	\$ 1.117	\$ -	\$ 0.011	\$ -	\$ -	\$ 2.419	\$ 12.966	\$ 93.076
16/12/2018	2	\$ 80.110	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.049	\$ 0.105	\$ -	\$ 1.107	\$ -	\$ 0.012	\$ -	\$ -	\$ 2.473	\$ 13.123	\$ 93.233
16/12/2018	3	\$ 80.110	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.024	\$ (0.000)	\$ -	\$ 1.052	\$ -	\$ 0.012	\$ -	\$ -	\$ 2.494	\$ 12.956	\$ 93.066
16/12/2018	4	\$ 80.110	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.032	\$ 0.013	\$ -	\$ 1.088	\$ -	\$ 0.012	\$ -	\$ -	\$ 2.467	\$ 12.987	\$ 93.097
16/12/2018	5	\$ 80.110	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.006	\$ (0.077)	\$ -	\$ 1.104	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.169	\$ -	\$ 2.385	\$ 12.971	\$ 93.081
16/12/2018	6	\$ 91.330	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.025	\$ (0.006)	\$ -	\$ 1.217	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.013	\$ -	\$ 2.403	\$ 13.038	\$ 104.368
16/12/2018	7	\$ 91.330	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.014	\$ (0.054)	\$ -	\$ 1.154	\$ -	\$ 0.011	\$ -	\$ -	\$ 2.314	\$ 12.813	\$ 104.143
16/12/2018	8	\$ 91.330	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.022	\$ 0.023	\$ -	\$ 1.130	\$ -	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.243	\$ 12.802	\$ 104.132
16/12/2018	9	\$ 80.110	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.048	\$ 0.130	\$ -	\$ 1.051	\$ -	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.187	\$ 12.801	\$ 92.911
16/12/2018	10	\$ 80.110	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.039	\$ 0.024	\$ -	\$ 1.153	\$ -	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.128	\$ 12.730	\$ 92.840
16/12/2018	11	\$ 80.110	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.061	\$ 0.060	\$ -	\$ 1.287	\$ 0.026	\$ 0.011	\$ 0.041	\$ -	\$ 2.088	\$ 12.950	\$ 93.060
16/12/2018	12	\$ 80.110	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.046	\$ 0.011	\$ -	\$ 1.253	\$ 0.031	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.063	\$ 12.791	\$ 92.901
16/12/2018	13	\$ 80.110	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.035	\$ (0.048)	\$ -	\$ 1.226	\$ 0.031	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.035	\$ 12.664	\$ 92.774
16/12/2018	14	\$ 80.110	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.014	\$ (0.148)	\$ -	\$ 1.138	\$ 0.031	\$ 0.010	\$ 0.294	\$ -	\$ 1.987	\$ 12.698	\$ 92.808
16/12/2018	15	\$ 91.330	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.031	\$ 0.038	\$ -	\$ 1.210	\$ 0.020	\$ 0.010	\$ 0.177	\$ -	\$ 1.967	\$ 12.829	\$ 104.159
16/12/2018	16	\$ 91.330	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.013	\$ (0.060)	\$ -	\$ 1.267	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.467	\$ -	\$ 1.927	\$ 12.997	\$ 104.327
16/12/2018	17	\$ 91.330	\$ 0.575	\$ 0.807	\$ 8.130	\$ 0.278	\$ -	\$ 1.618	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.596	\$ -	\$ 1.802	\$ 13.815	\$ 105.145
16/12/2018	18	\$ 94.330	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.012	\$ (0.173)	\$ -	\$ 1.479	\$ -	\$ 0.008	\$ 0.426	\$ -	\$ 1.553	\$ 12.679	\$ 107.009
16/12/2018	19	\$ 92.170	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.043	\$ 0.041	\$ -	\$ 1.351	\$ -	\$ 0.008	\$ 0.667	\$ -	\$ 1.571	\$ 13.056	\$ 105.226
16/12/2018	20	\$ 91.330	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.065	\$ 0.207	\$ -	\$ 1.320	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.805	\$ -	\$ 1.671	\$ 13.453	\$ 104.783
16/12/2018	21	\$ 91.330	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.048	\$ 0.104	\$ -	\$ 1.298	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.803	\$ -	\$ 1.859	\$ 13.498	\$ 104.828
16/12/2018	22	\$ 92.170	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.001	\$ (0.159)	\$ -	\$ 1.187	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.153	\$ -	\$ 2.073	\$ 12.636	\$ 104.806
16/12/2018	23	\$ 92.170	\$ 0.565	\$ 0.807	\$ 7.995	\$ (0.223)	\$ -	\$ 1.228	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.028	\$ -	\$ 2.273	\$ 12.683	\$ 104.853
17/12/2018	0	\$ 78.930	\$ 0.576	\$ 0.807	\$ 8.152	\$ (0.155)	\$ -	\$ 1.207	\$ -	\$ 0.012	\$ -	\$ -	\$ 2.398	\$ 12.998	\$ 91.928
17/12/2018	1	\$ 78.930	\$ 0.565	\$ 0.807	\$ 7.995	\$ (0.103)	\$ -	\$ 1.115	\$ -	\$ 0.012	\$ -	\$ -	\$ 2.479	\$ 12.870	\$ 91.800
17/12/2018	2	\$ 78.930	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.012	\$ (0.070)	\$ -	\$ 1.069	\$ -	\$ 0.012	\$ -	\$ -	\$ 2.495	\$ 12.892	\$ 91.822
17/12/2018	3	\$ 78.930	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.030	\$ 0.020	\$ -	\$ 1.048	\$ -	\$ 0.012	\$ -	\$ -	\$ 2.486	\$ 12.970	\$ 91.900
17/12/2018	4	\$ 89.750	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.025	\$ (0.005)	\$ -	\$ 1.206	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.074	\$ -	\$ 2.389	\$ 13.076	\$ 102.826
17/12/2018	5	\$ 90.520	\$ 0.563	\$ 0.807	\$ 7.969	\$ (0.177)	\$ -	\$ 1.226	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.198	\$ -	\$ 2.210	\$ 12.808	\$ 103.328
17/12/2018	6	\$ 78.930	\$ 0.577	\$ 0.807	\$ 8.163	\$ 0.063	\$ -	\$ 1.462	\$ 0.053	\$ 0.011	\$ 0.340	\$ -	\$ 2.042	\$ 13.518	\$ 92.448
17/12/2018	7	\$ 78.930	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.076	\$ (0.040)	\$ -	\$ 1.672	\$ 0.125	\$ 0.009	\$ 0.613	\$ -	\$ 1.826	\$ 13.660	\$ 92.590
17/12/2018	8	\$ 78.930	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.045	\$ (0.084)	\$ -	\$ 1.495	\$ 0.194	\$ 0.009	\$ 1.239	\$ -	\$ 1.684	\$ 13.958	\$ 92.888
17/12/2018	9	\$ 79.080	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.052	\$ (0.070)	\$ -	\$ 1.533	\$ 0.220	\$ 0.008	\$ 1.135	\$ -	\$ 1.592	\$ 13.845	\$ 92.925
17/12/2018	10	\$ 79.080	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.060	\$ (0.043)	\$ -	\$ 1.575	\$ 0.258	\$ 0.008	\$ 1.094	\$ -	\$ 1.532	\$ 13.862	\$ 92.942
17/12/2018	11	\$ 79.080	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.076	\$ (0.013)	\$ -	\$ 1.594	\$ 0.291	\$ 0.008	\$ 0.290	\$ -	\$ 1.497	\$ 13.122	\$ 92.202
17/12/2018	12	\$ 79.080	\$ 0.572	\$ 0.807	\$ 8.089	\$ 0.009	\$ -	\$ 1.562	\$ 0.304	\$ 0.008	\$ 0.259	\$ -	\$ 1.530	\$ 13.140	\$ 92.220
17/12/2018	13	\$ 79.080	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.079	\$ 0.001	\$ -	\$ 1.572	\$ 0.289	\$ 0.008	\$ 0.260	\$ -	\$ 1.471	\$ 13.058	\$ 92.138
17/12/2018	14	\$ 79.080	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.082	\$ 0.018	\$ -	\$ 1.531	\$ 0.284	\$ 0.007	\$ 0.495	\$ -	\$ 1.429	\$ 13.225	\$ 92.305



Precios de la energía (\$/MWh)

FECHA	HORA	CMO-POS	SIGET	UT	CUST	MONTO REMANENTE	FLEMG	PTRANSMIS	REACTIVOS	ACVOLTAJE	COMP_EFI	RFC	CCT	CSIS	PR_MRS
17/12/2018	15	\$ 79.080	\$ 0.572	\$ 0.807	\$ 8.090	\$ 0.062	\$ -	\$ 1.456	\$ 0.286	\$ 0.007	\$ 0.520	\$ -	\$ 1.433	\$ 13.235	\$ 92.315
17/12/2018	16	\$ 79.080	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.078	\$ 0.006	\$ -	\$ 1.479	\$ 0.291	\$ 0.008	\$ 1.104	\$ -	\$ 1.486	\$ 13.829	\$ 92.909
17/12/2018	17	\$ 89.750	\$ 0.572	\$ 0.807	\$ 8.084	\$ 0.043	\$ -	\$ 1.747	\$ 0.261	\$ 0.008	\$ 0.794	\$ -	\$ 1.506	\$ 13.820	\$ 103.570
17/12/2018	18	\$ 90.520	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.017	\$ (0.085)	\$ -	\$ 1.392	\$ 0.215	\$ 0.007	\$ 0.649	\$ -	\$ 1.374	\$ 12.943	\$ 103.463
17/12/2018	19	\$ 90.520	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.050	\$ (0.000)	\$ -	\$ 1.480	\$ 0.167	\$ 0.007	\$ 0.660	\$ -	\$ 1.405	\$ 13.145	\$ 103.665
17/12/2018	20	\$ 90.520	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.038	\$ (0.034)	\$ -	\$ 1.464	\$ 0.153	\$ 0.008	\$ 0.725	\$ -	\$ 1.486	\$ 13.215	\$ 103.735
17/12/2018	21	\$ 89.750	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.038	\$ 0.002	\$ -	\$ 1.318	\$ 0.075	\$ 0.008	\$ 0.794	\$ -	\$ 1.633	\$ 13.243	\$ 102.993
17/12/2018	22	\$ 89.750	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.049	\$ 0.043	\$ -	\$ 1.367	\$ 0.025	\$ 0.009	\$ 0.362	\$ -	\$ 1.855	\$ 13.086	\$ 102.836
17/12/2018	23	\$ 89.750	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.021	\$ (0.053)	\$ -	\$ 1.315	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.365	\$ -	\$ 2.043	\$ 13.075	\$ 102.825
18/12/2018	0	\$ 89.750	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.048	\$ 0.043	\$ -	\$ 1.314	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.345	\$ -	\$ 2.171	\$ 13.308	\$ 103.058
18/12/2018	1	\$ 89.750	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 7.999	\$ (0.141)	\$ -	\$ 1.134	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.012	\$ -	\$ 2.255	\$ 12.643	\$ 102.393
18/12/2018	2	\$ 89.750	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.053	\$ 0.211	\$ -	\$ 1.128	\$ -	\$ 0.011	\$ -	\$ -	\$ 2.303	\$ 13.082	\$ 102.832
18/12/2018	3	\$ 89.750	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.002	\$ (0.085)	\$ -	\$ 1.143	\$ -	\$ 0.011	\$ -	\$ -	\$ 2.292	\$ 12.736	\$ 102.486
18/12/2018	4	\$ 90.520	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.044	\$ 0.138	\$ -	\$ 1.178	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.094	\$ -	\$ 2.229	\$ 13.069	\$ 103.589
18/12/2018	5	\$ 90.520	\$ 0.561	\$ 0.807	\$ 7.930	\$ (0.427)	\$ -	\$ 1.343	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.137	\$ -	\$ 2.077	\$ 12.437	\$ 102.957
18/12/2018	6	\$ 78.550	\$ 0.584	\$ 0.807	\$ 8.261	\$ 0.172	\$ -	\$ 1.328	\$ 0.194	\$ 0.010	\$ 0.531	\$ -	\$ 1.964	\$ 13.852	\$ 92.402
18/12/2018	7	\$ 78.550	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.078	\$ 0.007	\$ -	\$ 1.469	\$ 0.237	\$ 0.009	\$ 0.589	\$ -	\$ 1.811	\$ 13.578	\$ 92.128
18/12/2018	8	\$ 89.750	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.037	\$ (0.040)	\$ -	\$ 1.455	\$ 0.227	\$ 0.009	\$ 0.341	\$ -	\$ 1.668	\$ 13.072	\$ 102.822
18/12/2018	9	\$ 89.750	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.047	\$ (0.006)	\$ -	\$ 1.456	\$ 0.268	\$ 0.008	\$ 0.175	\$ -	\$ 1.578	\$ 12.903	\$ 102.653
18/12/2018	10	\$ 89.750	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.041	\$ (0.112)	\$ -	\$ 1.708	\$ 0.300	\$ 0.008	\$ 0.102	\$ -	\$ 1.534	\$ 12.957	\$ 102.707
18/12/2018	11	\$ 79.760	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.066	\$ (0.003)	\$ -	\$ 1.476	\$ 0.321	\$ 0.008	\$ 0.222	\$ -	\$ 1.496	\$ 12.962	\$ 92.722
18/12/2018	12	\$ 79.760	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.059	\$ (0.006)	\$ -	\$ 1.428	\$ 0.314	\$ 0.008	\$ 1.454	\$ -	\$ 1.523	\$ 14.157	\$ 93.917
18/12/2018	13	\$ 79.760	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.067	\$ 0.009	\$ -	\$ 1.425	\$ 0.293	\$ 0.007	\$ 1.568	\$ -	\$ 1.452	\$ 14.198	\$ 93.958
18/12/2018	14	\$ 79.760	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.057	\$ 0.001	\$ -	\$ 1.363	\$ 0.284	\$ 0.007	\$ 1.443	\$ -	\$ 1.415	\$ 13.948	\$ 93.708
18/12/2018	15	\$ 79.760	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.049	\$ (0.009)	\$ -	\$ 1.334	\$ 0.290	\$ 0.007	\$ 1.262	\$ -	\$ 1.408	\$ 13.716	\$ 93.476
18/12/2018	16	\$ 79.760	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.062	\$ 0.008	\$ -	\$ 1.310	\$ 0.291	\$ 0.008	\$ 1.198	\$ -	\$ 1.457	\$ 13.711	\$ 93.471
18/12/2018	17	\$ 90.520	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.073	\$ 0.038	\$ -	\$ 1.539	\$ 0.250	\$ 0.008	\$ 0.535	\$ -	\$ 1.485	\$ 13.305	\$ 103.825
18/12/2018	18	\$ 90.520	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.016	\$ (0.062)	\$ -	\$ 1.326	\$ 0.196	\$ 0.007	\$ 0.602	\$ -	\$ 1.349	\$ 12.807	\$ 103.327
18/12/2018	19	\$ 89.750	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.071	\$ 0.062	\$ -	\$ 1.375	\$ 0.131	\$ 0.007	\$ 0.659	\$ -	\$ 1.374	\$ 13.056	\$ 102.806
18/12/2018	20	\$ 90.520	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.066	\$ 0.060	\$ -	\$ 1.391	\$ 0.068	\$ 0.008	\$ 0.519	\$ -	\$ 1.455	\$ 12.943	\$ 103.463
18/12/2018	21	\$ 90.520	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.044	\$ 0.021	\$ -	\$ 1.304	\$ -	\$ 0.008	\$ 0.623	\$ -	\$ 1.587	\$ 12.964	\$ 103.484
18/12/2018	22	\$ 90.520	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.055	\$ 0.050	\$ -	\$ 1.400	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.170	\$ -	\$ 1.797	\$ 12.858	\$ 103.378
18/12/2018	23	\$ 90.520	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.021	\$ (0.052)	\$ -	\$ 1.300	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.211	\$ -	\$ 1.960	\$ 12.823	\$ 103.343
19/12/2018	0	\$ 90.520	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.032	\$ (0.022)	\$ -	\$ 1.316	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.548	\$ -	\$ 2.083	\$ 13.343	\$ 103.863
19/12/2018	1	\$ 89.750	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.007	\$ (0.101)	\$ -	\$ 1.164	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.408	\$ -	\$ 2.167	\$ 13.030	\$ 102.780
19/12/2018	2	\$ 89.750	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.024	\$ 0.065	\$ -	\$ 1.059	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.409	\$ -	\$ 2.211	\$ 13.154	\$ 102.904
19/12/2018	3	\$ 89.750	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.000	\$ (0.005)	\$ -	\$ 1.049	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.413	\$ -	\$ 2.222	\$ 13.064	\$ 102.814
19/12/2018	4	\$ 90.520	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.036	\$ 0.139	\$ -	\$ 1.083	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.436	\$ -	\$ 2.182	\$ 13.263	\$ 103.783
19/12/2018	5	\$ 90.520	\$ 0.564	\$ 0.807	\$ 7.978	\$ (0.259)	\$ -	\$ 1.129	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.322	\$ -	\$ 2.030	\$ 12.580	\$ 103.100
19/12/2018	6	\$ 80.210	\$ 0.578	\$ 0.807	\$ 8.173	\$ 0.086	\$ -	\$ 1.414	\$ 0.028	\$ 0.010	\$ 0.052	\$ -	\$ 1.963	\$ 13.111	\$ 93.321
19/12/2018	7	\$ 80.210	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.037	\$ (0.040)	\$ -	\$ 1.498	\$ 0.140	\$ 0.009	\$ 0.042	\$ -	\$ 1.770	\$ 12.831	\$ 93.041
19/12/2018	8	\$ 80.210	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.054	\$ (0.008)	\$ -	\$ 1.435	\$ 0.226	\$ 0.008	\$ 0.404	\$ -	\$ 1.612	\$ 13.108	\$ 93.318
19/12/2018	9	\$ 80.210	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.047	\$ (0.025)	\$ -	\$ 1.483	\$ 0.259	\$ 0.008	\$ 0.512	\$ -	\$ 1.532	\$ 13.192	\$ 93.402
19/12/2018	10	\$ 89.750	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.056	\$ (0.020)	\$ -	\$ 1.617	\$ 0.278	\$ 0.008	\$ 0.378	\$ -	\$ 1.465	\$ 13.160	\$ 102.910
19/12/2018	11	\$ 89.750	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.061	\$ (0.042)	\$ -	\$ 1.704	\$ 0.270	\$ 0.007	\$ 0.312	\$ -	\$ 1.431	\$ 13.120	\$ 102.870
19/12/2018	12	\$ 80.210	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.056	\$ (0.004)	\$ -	\$ 1.391	\$ 0.277	\$ 0.008	\$ 0.462	\$ -	\$ 1.467	\$ 13.034	\$ 93.244
19/12/2018	13	\$ 80.210	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.038	\$ (0.184)	\$ -	\$ 1.377	\$ 0.270	\$ 0.007	\$ 0.465	\$ -	\$ 1.427	\$ 12.776	\$ 92.986
19/12/2018	14	\$ 80.210	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.052	\$ (0.049)	\$ -	\$ 1.441	\$ 0.264	\$ 0.007	\$ 0.649	\$ -	\$ 1.394	\$ 13.135	\$ 93.345
19/12/2018	15	\$ 80.210	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.063	\$ (0.001)	\$ -	\$ 1.379	\$ 0.268	\$ 0.007	\$ 0.741	\$ -	\$ 1.395	\$ 13.230	\$ 93.440
19/12/2018	16	\$ 80.210	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.053	\$ 0.002	\$ -	\$ 1.314	\$ 0.280	\$ 0.007	\$ 0.919	\$ -	\$ 1.444	\$ 13.395	\$ 93.605
19/12/2018	17	\$ 92.620	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.069	\$ 0.039	\$ -	\$ 1.548	\$ 0.243	\$ 0.008	\$ 0.505	\$ -	\$ 1.476	\$ 13.265	\$ 105.885
19/12/2018	18	\$ 92.620	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.019	\$ (0.127)	\$ -	\$ 1.585	\$ 0.235	\$ 0.007	\$ 0.557	\$ -	\$ 1.344	\$ 12.993	\$ 105.613
19/12/2018	19	\$ 92.620	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.037	\$ (0.020)	\$ -	\$ 1.429	\$ 0.230	\$ 0.007	\$ 0.489	\$ -	\$ 1.369	\$ 12.916	\$ 105.536
19/12/2018	20	\$ 90.520	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.041	\$ (0.011)	\$ -	\$ 1.413	\$ 0.132	\$ 0.007	\$ 0.602	\$ -	\$ 1.445	\$ 13.005	\$ 105.525
19/12/2018	21	\$ 90.520	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.029	\$ (0.005)	\$ -	\$ 1.259	\$ 0.047	\$ 0.008	\$ 0.671	\$ -	\$ 1.583	\$ 12.968	\$ 103.488
19/12/2018	22	\$ 90.520	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 7.999	\$ (0.137)	\$ -	\$ 1.383	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.787	\$ -	\$ 1.799	\$ 13.213	\$ 103.733
19/12/2018	23	\$ 89.750	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.020	\$ (0.090)	\$ -	\$ 1.377	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.591	\$ -	\$ 1.963	\$ 13.246	\$ 102.996



Precios de la energía (\$/MWh)

FECHA	HORA	CMO-POS	SIGET	UT	CUST	MONTO REMANENTE	FLEMG	PTRANSMIS	REACTIVOS	ACVOLTAJE	COMP_EFI	RFC	CCT	CSIS	PR_MRS
20/12/2018	0	\$ 89.750	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.028	\$ (0.013)	\$ -	\$ 1.255	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.270	\$ -	\$ 2.096	\$ 13.022	\$ 102.772
20/12/2018	1	\$ 89.750	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.023	\$ (0.041)	\$ -	\$ 1.251	\$ -	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.173	\$ 12.791	\$ 102.541
20/12/2018	2	\$ 89.750	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.019	\$ (0.056)	\$ -	\$ 1.226	\$ -	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.204	\$ 12.776	\$ 102.526
20/12/2018	3	\$ 80.060	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.011	\$ (0.042)	\$ -	\$ 1.093	\$ -	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.214	\$ 12.660	\$ 92.720
20/12/2018	4	\$ 89.750	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.019	\$ (0.051)	\$ -	\$ 1.277	\$ -	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.168	\$ 12.798	\$ 102.548
20/12/2018	5	\$ 89.750	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.016	\$ (0.052)	\$ -	\$ 1.185	\$ -	\$ 0.009	\$ -	\$ -	\$ 2.030	\$ 12.562	\$ 102.312
20/12/2018	6	\$ 89.750	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.025	\$ 0.027	\$ -	\$ 1.324	\$ 0.066	\$ 0.009	\$ -	\$ -	\$ 1.922	\$ 12.748	\$ 102.498
20/12/2018	7	\$ 89.750	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.016	\$ (0.095)	\$ -	\$ 1.451	\$ 0.190	\$ 0.009	\$ 0.370	\$ -	\$ 1.758	\$ 13.072	\$ 102.822
20/12/2018	8	\$ 89.750	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.055	\$ 0.014	\$ -	\$ 1.427	\$ 0.194	\$ 0.008	\$ 0.469	\$ -	\$ 1.608	\$ 13.152	\$ 102.902
20/12/2018	9	\$ 90.520	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.011	\$ (0.100)	\$ -	\$ 1.390	\$ 0.181	\$ 0.008	\$ 0.531	\$ -	\$ 1.514	\$ 12.908	\$ 103.428
20/12/2018	10	\$ 92.620	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.064	\$ 0.017	\$ -	\$ 1.592	\$ 0.192	\$ 0.008	\$ 0.260	\$ -	\$ 1.464	\$ 12.973	\$ 105.593
20/12/2018	11	\$ 92.620	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.043	\$ (0.019)	\$ -	\$ 1.489	\$ 0.192	\$ 0.007	\$ 0.212	\$ -	\$ 1.431	\$ 12.731	\$ 105.351
20/12/2018	12	\$ 90.520	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.040	\$ (0.006)	\$ -	\$ 1.382	\$ 0.200	\$ 0.008	\$ 0.393	\$ -	\$ 1.458	\$ 12.850	\$ 103.370
20/12/2018	13	\$ 92.620	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.037	\$ (0.026)	\$ -	\$ 1.443	\$ 0.198	\$ 0.008	\$ 0.248	\$ -	\$ 1.459	\$ 12.741	\$ 105.361
20/12/2018	14	\$ 92.620	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.031	\$ (0.047)	\$ -	\$ 1.425	\$ 0.194	\$ 0.007	\$ 0.359	\$ -	\$ 1.412	\$ 12.757	\$ 105.377
20/12/2018	15	\$ 90.520	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.038	\$ 0.003	\$ -	\$ 1.293	\$ 0.194	\$ 0.007	\$ 0.608	\$ -	\$ 1.401	\$ 12.919	\$ 103.439
20/12/2018	16	\$ 89.750	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.028	\$ (0.014)	\$ -	\$ 1.267	\$ 0.193	\$ 0.008	\$ 0.587	\$ -	\$ 1.453	\$ 12.897	\$ 102.647
20/12/2018	17	\$ 90.520	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.065	\$ 0.014	\$ -	\$ 1.562	\$ 0.202	\$ 0.008	\$ 0.538	\$ -	\$ 1.471	\$ 13.236	\$ 103.756
20/12/2018	18	\$ 92.620	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.002	\$ (0.193)	\$ -	\$ 1.639	\$ 0.133	\$ 0.007	\$ 0.269	\$ -	\$ 1.336	\$ 12.567	\$ 105.187
20/12/2018	19	\$ 92.620	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.073	\$ 0.046	\$ -	\$ 1.576	\$ 0.129	\$ 0.007	\$ 0.388	\$ -	\$ 1.359	\$ 12.956	\$ 105.576
20/12/2018	20	\$ 92.620	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.052	\$ 0.038	\$ -	\$ 1.405	\$ 0.090	\$ 0.007	\$ 0.459	\$ -	\$ 1.447	\$ 12.874	\$ 105.494
20/12/2018	21	\$ 90.520	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.062	\$ 0.054	\$ -	\$ 1.386	\$ 0.004	\$ 0.008	\$ 0.799	\$ -	\$ 1.567	\$ 13.257	\$ 103.777
20/12/2018	22	\$ 90.520	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.041	\$ 0.019	\$ -	\$ 1.341	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.595	\$ -	\$ 1.749	\$ 13.129	\$ 103.649
20/12/2018	23	\$ 89.750	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.030	\$ (0.021)	\$ -	\$ 1.283	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.244	\$ -	\$ 1.935	\$ 12.856	\$ 102.606
21/12/2018	0	\$ 80.520	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.044	\$ 0.056	\$ -	\$ 1.082	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.525	\$ -	\$ 2.085	\$ 13.179	\$ 93.699
21/12/2018	1	\$ 80.520	\$ 0.565	\$ 0.807	\$ 7.997	\$ (0.089)	\$ -	\$ 0.978	\$ -	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.170	\$ 12.439	\$ 92.959
21/12/2018	2	\$ 80.520	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 7.999	\$ (0.053)	\$ -	\$ 0.932	\$ -	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.223	\$ 12.484	\$ 93.004
21/12/2018	3	\$ 80.520	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.012	\$ (0.026)	\$ -	\$ 0.989	\$ -	\$ 0.011	\$ -	\$ -	\$ 2.250	\$ 12.609	\$ 93.129
21/12/2018	4	\$ 80.520	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.012	\$ (0.015)	\$ -	\$ 0.992	\$ -	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.173	\$ 12.546	\$ 93.066
21/12/2018	5	\$ 89.750	\$ 0.565	\$ 0.807	\$ 7.987	\$ (0.204)	\$ -	\$ 1.147	\$ -	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.060	\$ 12.371	\$ 102.121
21/12/2018	6	\$ 89.750	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.001	\$ (0.058)	\$ -	\$ 1.024	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.221	\$ -	\$ 1.954	\$ 12.525	\$ 102.275
21/12/2018	7	\$ 89.750	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.024	\$ (0.127)	\$ -	\$ 1.410	\$ 0.011	\$ 0.009	\$ 0.292	\$ -	\$ 1.809	\$ 12.803	\$ 102.553
21/12/2018	8	\$ 90.520	\$ 0.572	\$ 0.807	\$ 8.091	\$ 0.093	\$ -	\$ 1.538	\$ 0.177	\$ 0.009	\$ 0.636	\$ -	\$ 1.694	\$ 13.617	\$ 104.137
21/12/2018	9	\$ 90.520	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.040	\$ (0.003)	\$ -	\$ 1.372	\$ 0.243	\$ 0.008	\$ 0.565	\$ -	\$ 1.629	\$ 13.229	\$ 103.749
21/12/2018	10	\$ 89.750	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.026	\$ (0.101)	\$ -	\$ 1.478	\$ 0.250	\$ 0.008	\$ 0.591	\$ -	\$ 1.586	\$ 13.213	\$ 102.963
21/12/2018	11	\$ 89.750	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.030	\$ (0.098)	\$ -	\$ 1.519	\$ 0.264	\$ 0.008	\$ 0.516	\$ -	\$ 1.572	\$ 13.187	\$ 102.937
21/12/2018	12	\$ 89.750	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.032	\$ (0.014)	\$ -	\$ 1.302	\$ 0.275	\$ 0.008	\$ 0.540	\$ -	\$ 1.601	\$ 13.120	\$ 102.870
21/12/2018	13	\$ 81.420	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.013	\$ (0.113)	\$ -	\$ 1.233	\$ 0.269	\$ 0.008	\$ 0.744	\$ -	\$ 1.560	\$ 13.088	\$ 94.508
21/12/2018	14	\$ 81.420	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.027	\$ (0.084)	\$ -	\$ 1.245	\$ 0.267	\$ 0.008	\$ 0.583	\$ -	\$ 1.533	\$ 12.954	\$ 94.374
21/12/2018	15	\$ 81.420	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.030	\$ (0.020)	\$ -	\$ 1.204	\$ 0.260	\$ 0.008	\$ 0.603	\$ -	\$ 1.546	\$ 13.006	\$ 94.426
21/12/2018	16	\$ 80.520	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.025	\$ (0.040)	\$ -	\$ 1.253	\$ 0.212	\$ 0.008	\$ 0.758	\$ -	\$ 1.590	\$ 13.181	\$ 93.701
21/12/2018	17	\$ 81.420	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.056	\$ 0.005	\$ -	\$ 1.339	\$ 0.179	\$ 0.008	\$ 0.818	\$ -	\$ 1.582	\$ 13.363	\$ 94.783
21/12/2018	18	\$ 89.750	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.034	\$ (0.020)	\$ -	\$ 1.367	\$ 0.164	\$ 0.007	\$ 0.485	\$ -	\$ 1.419	\$ 12.832	\$ 102.582
21/12/2018	19	\$ 89.750	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.051	\$ 0.030	\$ -	\$ 1.332	\$ 0.146	\$ 0.007	\$ 0.441	\$ -	\$ 1.447	\$ 12.830	\$ 102.580
21/12/2018	20	\$ 81.420	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.047	\$ 0.015	\$ -	\$ 1.200	\$ 0.119	\$ 0.008	\$ 0.969	\$ -	\$ 1.520	\$ 13.254	\$ 94.674
21/12/2018	21	\$ 81.420	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.047	\$ 0.016	\$ -	\$ 1.208	\$ 0.003	\$ 0.009	\$ 1.093	\$ -	\$ 1.666	\$ 13.418	\$ 94.838
21/12/2018	22	\$ 80.520	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.057	\$ 0.052	\$ -	\$ 1.214	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.726	\$ -	\$ 1.882	\$ 13.317	\$ 93.837
21/12/2018	23	\$ 89.750	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.016	\$ (0.044)	\$ -	\$ 1.244	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.429	\$ -	\$ 2.067	\$ 13.097	\$ 102.847
22/12/2018	0	\$ 89.750	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.017	\$ (0.006)	\$ -	\$ 1.103	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.263	\$ -	\$ 2.201	\$ 12.963	\$ 102.713
22/12/2018	1	\$ 89.750	\$ 0.565	\$ 0.807	\$ 7.995	\$ (0.123)	\$ -	\$ 1.151	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.057	\$ -	\$ 2.294	\$ 12.757	\$ 102.507
22/12/2018	2	\$ 89.750	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.011	\$ (0.016)	\$ -	\$ 1.061	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.042	\$ -	\$ 2.359	\$ 12.841	\$ 102.591
22/12/2018	3	\$ 89.750	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.017	\$ (0.018)	\$ -	\$ 1.143	\$ -	\$ 0.011	\$ -	\$ -	\$ 2.396	\$ 12.925	\$ 102.675
22/12/2018	4	\$ 89.750	\$ 0.565	\$ 0.807	\$ 7.998	\$ (0.076)	\$ -	\$ 1.076	\$ -	\$ 0.011	\$ -	\$ -	\$ 2.356	\$ 12.737	\$ 102.487
22/12/2018	5	\$ 89.750	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.008	\$ (0.017)	\$ -	\$ 1.035	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.143	\$ -	\$ 2.222	\$ 12.774	\$ 102.524
22/12/2018	6	\$ 89.750	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.009	\$ (0.027)	\$ -	\$ 1.035	\$ -	\$ 0.011	\$ -	\$ -	\$ 2.183	\$ 12.584	\$ 102.334
22/12/2018	7	\$ 79.360	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.055	\$ 0.208	\$ -	\$ 1.038	\$ -	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.081	\$ 12.768	\$ 92.128
22/12/2018	8	\$ 79.360	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.031	\$ (0.069)	\$ -	\$ 1.219	\$ 0.057	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 1.970	\$ 12.593	\$ 91.953



Precios de la energía (\$/MWh)

FECHA	HORA	CMO-POS	SIGET	UT	CUST	MONTO REMANENTE	FLEMG	PTRANSMIS	REACTIVOS	ACVOLTAJE	COMP_EFI	RFC	CCT	CSIS	PR_MRS
22/12/2018	9	\$ 79.360	\$ 0.578	\$ 0.807	\$ 8.176	\$ 0.660	\$ -	\$ 1.177	\$ 0.161	\$ 0.010	\$ 0.260	\$ -	\$ 1.912	\$ 13.741	\$ 93.101
22/12/2018	10	\$ 79.360	\$ 0.577	\$ 0.807	\$ 8.165	\$ 0.594	\$ -	\$ 1.177	\$ 0.234	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 1.860	\$ 13.424	\$ 92.784
22/12/2018	11	\$ 79.360	\$ 0.576	\$ 0.807	\$ 8.146	\$ 0.475	\$ -	\$ 1.237	\$ 0.240	\$ 0.009	\$ -	\$ -	\$ 1.839	\$ 13.330	\$ 92.690
22/12/2018	12	\$ 79.360	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.071	\$ 0.215	\$ -	\$ 1.034	\$ 0.245	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 1.904	\$ 12.856	\$ 92.216
22/12/2018	13	\$ 79.360	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.041	\$ 0.041	\$ -	\$ 1.111	\$ 0.243	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 1.901	\$ 12.723	\$ 92.083
22/12/2018	14	\$ 79.360	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.030	\$ 0.005	\$ -	\$ 1.050	\$ 0.241	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 1.875	\$ 12.585	\$ 91.945
22/12/2018	15	\$ 79.360	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.024	\$ (0.012)	\$ -	\$ 1.084	\$ 0.208	\$ 0.010	\$ 0.539	\$ -	\$ 1.856	\$ 13.082	\$ 92.442
22/12/2018	16	\$ 79.360	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.014	\$ (0.020)	\$ -	\$ 1.032	\$ 0.136	\$ 0.009	\$ 0.953	\$ -	\$ 1.826	\$ 13.325	\$ 92.685
22/12/2018	17	\$ 80.210	\$ 0.572	\$ 0.807	\$ 8.096	\$ 0.054	\$ -	\$ 1.416	\$ 0.106	\$ 0.009	\$ 0.961	\$ -	\$ 1.731	\$ 13.752	\$ 93.962
22/12/2018	18	\$ 89.750	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.002	\$ (0.121)	\$ -	\$ 1.338	\$ 0.028	\$ 0.008	\$ 0.683	\$ -	\$ 1.499	\$ 12.810	\$ 102.560
22/12/2018	19	\$ 80.210	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.039	\$ (0.033)	\$ -	\$ 1.266	\$ -	\$ 0.008	\$ 1.248	\$ -	\$ 1.508	\$ 13.412	\$ 93.622
22/12/2018	20	\$ 80.210	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.041	\$ 0.002	\$ -	\$ 1.246	\$ -	\$ 0.008	\$ 1.312	\$ -	\$ 1.592	\$ 13.577	\$ 93.787
22/12/2018	21	\$ 80.210	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.027	\$ (0.014)	\$ -	\$ 1.162	\$ -	\$ 0.009	\$ 1.128	\$ -	\$ 1.743	\$ 13.429	\$ 93.639
22/12/2018	22	\$ 80.210	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.012	\$ (0.043)	\$ -	\$ 1.017	\$ -	\$ 0.009	\$ -	\$ -	\$ 1.963	\$ 12.332	\$ 92.542
22/12/2018	23	\$ 89.750	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.070	\$ 0.183	\$ -	\$ 1.139	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.073	\$ -	\$ 2.169	\$ 13.021	\$ 102.771
23/12/2018	0	\$ 89.750	\$ 0.565	\$ 0.807	\$ 7.997	\$ (0.076)	\$ -	\$ 1.128	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.173	\$ -	\$ 2.325	\$ 12.932	\$ 102.682
23/12/2018	1	\$ 89.750	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.015	\$ 0.018	\$ -	\$ 1.019	\$ -	\$ 0.012	\$ -	\$ -	\$ 2.422	\$ 12.861	\$ 102.611
23/12/2018	2	\$ 80.740	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.079	\$ 0.311	\$ -	\$ 1.037	\$ -	\$ 0.012	\$ -	\$ -	\$ 2.496	\$ 13.312	\$ 94.052
23/12/2018	3	\$ 80.740	\$ 0.572	\$ 0.807	\$ 8.090	\$ 0.360	\$ -	\$ 1.065	\$ -	\$ 0.012	\$ -	\$ -	\$ 2.555	\$ 13.462	\$ 94.202
23/12/2018	4	\$ 80.740	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.039	\$ 0.040	\$ -	\$ 1.062	\$ -	\$ 0.012	\$ -	\$ -	\$ 2.518	\$ 13.047	\$ 93.787
23/12/2018	5	\$ 80.740	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.039	\$ 0.081	\$ -	\$ 1.061	\$ -	\$ 0.012	\$ -	\$ -	\$ 2.408	\$ 12.976	\$ 93.716
23/12/2018	6	\$ 80.740	\$ 0.565	\$ 0.807	\$ 7.996	\$ (0.100)	\$ -	\$ 0.916	\$ -	\$ 0.011	\$ -	\$ -	\$ 2.400	\$ 12.596	\$ 93.336
23/12/2018	7	\$ 80.740	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.019	\$ 0.011	\$ -	\$ 0.989	\$ -	\$ 0.011	\$ -	\$ -	\$ 2.341	\$ 12.745	\$ 93.485
23/12/2018	8	\$ 80.740	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.014	\$ (0.020)	\$ -	\$ 0.978	\$ -	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.253	\$ 12.609	\$ 93.349
23/12/2018	9	\$ 80.740	\$ 0.572	\$ 0.807	\$ 8.091	\$ 0.625	\$ -	\$ 0.962	\$ -	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.238	\$ 13.304	\$ 94.044
23/12/2018	10	\$ 80.740	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.050	\$ 0.187	\$ -	\$ 1.048	\$ -	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.190	\$ 12.861	\$ 93.601
23/12/2018	11	\$ 80.740	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.031	\$ 0.041	\$ -	\$ 1.064	\$ -	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.150	\$ 12.670	\$ 93.410
23/12/2018	12	\$ 80.740	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.043	\$ 0.076	\$ -	\$ 1.137	\$ -	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.121	\$ 12.762	\$ 93.502
23/12/2018	13	\$ 80.740	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.002	\$ (0.164)	\$ -	\$ 1.071	\$ -	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.069	\$ 12.361	\$ 93.101
23/12/2018	14	\$ 80.740	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.019	\$ (0.059)	\$ -	\$ 1.086	\$ -	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.003	\$ 12.433	\$ 93.173
23/12/2018	15	\$ 80.740	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.020	\$ (0.049)	\$ -	\$ 1.098	\$ -	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 1.963	\$ 12.416	\$ 93.156
23/12/2018	16	\$ 80.740	\$ 0.563	\$ 0.807	\$ 7.966	\$ (0.346)	\$ -	\$ 1.075	\$ -	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 1.908	\$ 11.984	\$ 92.724
23/12/2018	17	\$ 81.500	\$ 0.572	\$ 0.807	\$ 8.094	\$ 0.052	\$ -	\$ 1.379	\$ 0.061	\$ 0.009	\$ 0.167	\$ -	\$ 1.792	\$ 12.934	\$ 94.434
23/12/2018	18	\$ 81.500	\$ 0.565	\$ 0.807	\$ 7.984	\$ (0.107)	\$ -	\$ 1.247	\$ 0.089	\$ 0.008	\$ 0.539	\$ -	\$ 1.535	\$ 12.666	\$ 94.166
23/12/2018	19	\$ 81.500	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.045	\$ 0.001	\$ -	\$ 1.263	\$ 0.071	\$ 0.008	\$ 0.969	\$ -	\$ 1.534	\$ 13.266	\$ 94.766
23/12/2018	20	\$ 81.500	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.027	\$ (0.017)	\$ -	\$ 1.164	\$ 0.018	\$ 0.008	\$ 1.263	\$ -	\$ 1.611	\$ 13.448	\$ 94.948
23/12/2018	21	\$ 81.500	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.017	\$ (0.019)	\$ -	\$ 1.080	\$ -	\$ 0.009	\$ 1.637	\$ -	\$ 1.768	\$ 13.866	\$ 95.366
23/12/2018	22	\$ 81.500	\$ 0.564	\$ 0.807	\$ 7.975	\$ (0.218)	\$ -	\$ 0.946	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.112	\$ -	\$ 1.979	\$ 12.175	\$ 93.675
23/12/2018	23	\$ 80.740	\$ 0.564	\$ 0.807	\$ 7.983	\$ (0.203)	\$ -	\$ 0.994	\$ -	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.195	\$ 12.350	\$ 93.090
24/12/2018	0	\$ 78.330	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.048	\$ 0.125	\$ -	\$ 1.052	\$ -	\$ 0.012	\$ 0.162	\$ -	\$ 2.389	\$ 13.163	\$ 91.493
24/12/2018	1	\$ 78.330	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.008	\$ (0.074)	\$ -	\$ 0.987	\$ -	\$ 0.012	\$ -	\$ -	\$ 2.514	\$ 12.821	\$ 91.151
24/12/2018	2	\$ 78.330	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.019	\$ (0.015)	\$ -	\$ 0.996	\$ -	\$ 0.012	\$ -	\$ -	\$ 2.573	\$ 12.960	\$ 91.290
24/12/2018	3	\$ 78.330	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.027	\$ 0.058	\$ -	\$ 0.966	\$ -	\$ 0.012	\$ -	\$ -	\$ 2.595	\$ 13.033	\$ 91.363
24/12/2018	4	\$ 78.330	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.014	\$ (0.044)	\$ -	\$ 0.992	\$ -	\$ 0.012	\$ -	\$ -	\$ 2.520	\$ 12.869	\$ 91.199
24/12/2018	5	\$ 86.570	\$ 0.565	\$ 0.807	\$ 7.997	\$ (0.197)	\$ -	\$ 1.139	\$ -	\$ 0.011	\$ -	\$ -	\$ 2.376	\$ 12.699	\$ 99.269
24/12/2018	6	\$ 86.570	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.026	\$ 0.070	\$ -	\$ 1.054	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.143	\$ -	\$ 2.325	\$ 13.003	\$ 99.573
24/12/2018	7	\$ 86.570	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.004	\$ (0.160)	\$ -	\$ 1.134	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.231	\$ -	\$ 2.207	\$ 12.800	\$ 99.370
24/12/2018	8	\$ 78.330	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.012	\$ (0.095)	\$ -	\$ 1.035	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.313	\$ -	\$ 2.076	\$ 12.723	\$ 91.053
24/12/2018	9	\$ 78.330	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.022	\$ (0.039)	\$ -	\$ 1.063	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.349	\$ -	\$ 1.989	\$ 12.768	\$ 91.098
24/12/2018	10	\$ 78.330	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.027	\$ (0.035)	\$ -	\$ 1.110	\$ 0.022	\$ 0.010	\$ 0.790	\$ -	\$ 1.931	\$ 13.229	\$ 91.559
24/12/2018	11	\$ 78.330	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.008	\$ (0.103)	\$ -	\$ 1.039	\$ 0.027	\$ 0.010	\$ 0.832	\$ -	\$ 1.895	\$ 13.081	\$ 91.411
24/12/2018	12	\$ 86.570	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 7.999	\$ (0.100)	\$ -	\$ 0.997	\$ 0.028	\$ 0.009	\$ 0.082	\$ -	\$ 1.921	\$ 12.308	\$ 98.878
24/12/2018	13	\$ 86.570	\$ 0.564	\$ 0.807	\$ 7.974	\$ (0.332)	\$ -	\$ 1.051	\$ 0.029	\$ 0.009	\$ 0.029	\$ -	\$ 1.934	\$ 12.065	\$ 98.635
24/12/2018	14	\$ 86.570	\$ 0.565	\$ 0.807	\$ 7.996	\$ (0.111)	\$ -	\$ 0.977	\$ 0.028	\$ 0.009	\$ 0.086	\$ -	\$ 1.938	\$ 12.297	\$ 98.867
24/12/2018	15	\$ 86.570	\$ 0.565	\$ 0.807	\$ 7.993	\$ (0.135)	\$ -	\$ 0.980	\$ 0.011	\$ 0.009	\$ 0.129	\$ -	\$ 1.946	\$ 12.306	\$ 98.876
24/12/2018	16	\$ 86.570	\$ 0.565	\$ 0.807	\$ 7.989	\$ (0.167)	\$ -	\$ 0.983	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.118	\$ -	\$ 1.933	\$ 12.238	\$ 98.808
24/12/2018	17	\$ 86.570	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.078	\$ 0.024	\$ -	\$ 1.349	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.490	\$ -	\$ 1.831	\$ 13.160	\$ 99.730



Precios de la energía (\$/MWh)

FECHA	HORA	CMO-POS	SIGET	UT	CUST	MONTO REMANENTE	FLEMG	PTRANSMIS	REACTIVOS	ACVOLTAJE	COMP_EFI	RFC	CCT	CSIS	PR_MRS
24/12/2018	18	\$ 86.570	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.013	\$(0.096)	\$ -	\$ 1.231	\$ -	\$ 0.008	\$ 0.583	\$ -	\$ 1.603	\$ 12.716	\$ 99.286
24/12/2018	19	\$ 78.330	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.043	\$ 0.011	\$ -	\$ 1.191	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.799	\$ -	\$ 1.654	\$ 13.082	\$ 91.412
24/12/2018	20	\$ 78.330	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.036	\$ 0.019	\$ -	\$ 1.107	\$ -	\$ 0.009	\$ 1.281	\$ -	\$ 1.750	\$ 13.576	\$ 91.906
24/12/2018	21	\$ 78.330	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.014	\$(0.046)	\$ -	\$ 1.042	\$ -	\$ 0.010	\$ 1.403	\$ -	\$ 1.856	\$ 13.653	\$ 91.983
24/12/2018	22	\$ 78.330	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.048	\$ 0.026	\$ -	\$ 1.211	\$ -	\$ 0.010	\$ 1.078	\$ -	\$ 1.987	\$ 13.737	\$ 92.067
24/12/2018	23	\$ 78.330	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.002	\$(0.196)	\$ -	\$ 1.185	\$ -	\$ 0.011	\$ 1.063	\$ -	\$ 2.107	\$ 13.544	\$ 91.874
25/12/2018	0	\$ 77.940	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.064	\$ 0.045	\$ -	\$ 1.312	\$ -	\$ 0.012	\$ 1.604	\$ -	\$ 2.274	\$ 14.689	\$ 92.629
25/12/2018	1	\$ 86.570	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.002	\$(0.227)	\$ -	\$ 1.213	\$ -	\$ 0.012	\$ -	\$ -	\$ 2.468	\$ 12.841	\$ 99.411
25/12/2018	2	\$ 86.570	\$ 0.555	\$ 0.807	\$ 7.843	\$(1.298)	\$ -	\$ 0.989	\$ -	\$ 0.011	\$ -	\$ -	\$ 2.644	\$ 11.552	\$ 98.122
25/12/2018	3	\$ 86.570	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.025	\$ 0.180	\$ -	\$ 0.893	\$ -	\$ 0.012	\$ -	\$ -	\$ 2.760	\$ 13.244	\$ 99.814
25/12/2018	4	\$ 86.570	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 7.998	\$(0.019)	\$ -	\$ 0.878	\$ -	\$ 0.012	\$ -	\$ -	\$ 2.799	\$ 13.041	\$ 99.611
25/12/2018	5	\$ 86.570	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.038	\$ 0.266	\$ -	\$ 0.914	\$ -	\$ 0.011	\$ -	\$ -	\$ 2.784	\$ 13.389	\$ 99.959
25/12/2018	6	\$ 86.570	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.009	\$(0.109)	\$ -	\$ 0.756	\$ -	\$ 0.011	\$ -	\$ -	\$ 2.935	\$ 12.975	\$ 99.545
25/12/2018	7	\$ 86.570	\$ 0.564	\$ 0.807	\$ 7.976	\$ 0.119	\$ -	\$ 0.758	\$ -	\$ 0.011	\$ -	\$ -	\$ 2.932	\$ 13.167	\$ 99.737
25/12/2018	8	\$ 77.940	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.006	\$(0.065)	\$ -	\$ 0.772	\$ -	\$ 0.011	\$ -	\$ -	\$ 2.884	\$ 12.981	\$ 90.921
25/12/2018	9	\$ 77.940	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.026	\$ 0.161	\$ -	\$ 0.848	\$ -	\$ 0.011	\$ -	\$ -	\$ 2.768	\$ 13.189	\$ 91.129
25/12/2018	10	\$ 77.940	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.038	\$ 0.198	\$ -	\$ 0.911	\$ -	\$ 0.011	\$ -	\$ -	\$ 2.652	\$ 13.186	\$ 91.126
25/12/2018	11	\$ 77.940	\$ 0.565	\$ 0.807	\$ 7.988	\$(0.116)	\$ -	\$ 0.809	\$ -	\$ 0.011	\$ -	\$ -	\$ 2.547	\$ 12.612	\$ 90.552
25/12/2018	12	\$ 77.940	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.012	\$ 0.021	\$ -	\$ 0.878	\$ -	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.484	\$ 12.779	\$ 90.719
25/12/2018	13	\$ 77.940	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.010	\$ 0.098	\$ -	\$ 0.754	\$ -	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.436	\$ 12.682	\$ 90.622
25/12/2018	14	\$ 77.940	\$ 0.565	\$ 0.807	\$ 7.988	\$(0.101)	\$ -	\$ 0.788	\$ -	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.374	\$ 12.431	\$ 90.371
25/12/2018	15	\$ 86.570	\$ 0.563	\$ 0.807	\$ 7.967	\$(0.281)	\$ -	\$ 0.896	\$ -	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.301	\$ 12.265	\$ 98.835
25/12/2018	16	\$ 86.570	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.000	\$(0.049)	\$ -	\$ 0.930	\$ -	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.210	\$ 12.474	\$ 99.044
25/12/2018	17	\$ 77.940	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.075	\$ 0.188	\$ -	\$ 1.191	\$ -	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.053	\$ 12.895	\$ 90.835
25/12/2018	18	\$ 77.940	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.012	\$(0.156)	\$ -	\$ 1.285	\$ -	\$ 0.009	\$ 1.431	\$ -	\$ 1.698	\$ 13.652	\$ 91.592
25/12/2018	19	\$ 77.940	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.037	\$(0.036)	\$ -	\$ 1.241	\$ -	\$ 0.009	\$ 1.695	\$ -	\$ 1.671	\$ 13.993	\$ 91.933
25/12/2018	20	\$ 77.940	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.027	\$(0.040)	\$ -	\$ 1.146	\$ -	\$ 0.009	\$ 1.714	\$ -	\$ 1.770	\$ 14.001	\$ 91.941
25/12/2018	21	\$ 77.940	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.016	\$(0.070)	\$ -	\$ 1.114	\$ -	\$ 0.010	\$ 1.978	\$ -	\$ 1.975	\$ 14.396	\$ 92.336
25/12/2018	22	\$ 86.570	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.021	\$ 0.007	\$ -	\$ 1.084	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.227	\$ -	\$ 2.240	\$ 12.964	\$ 99.534
25/12/2018	23	\$ 86.570	\$ 0.564	\$ 0.807	\$ 7.972	\$(0.320)	\$ -	\$ 1.009	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.038	\$ -	\$ 2.468	\$ 12.549	\$ 99.119
26/12/2018	0	\$ 86.570	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 7.999	\$(0.025)	\$ -	\$ 0.889	\$ -	\$ 0.011	\$ -	\$ -	\$ 2.630	\$ 12.876	\$ 99.446
26/12/2018	1	\$ 86.570	\$ 0.565	\$ 0.807	\$ 7.998	\$(0.041)	\$ -	\$ 0.899	\$ -	\$ 0.011	\$ -	\$ -	\$ 2.725	\$ 12.964	\$ 99.534
26/12/2018	2	\$ 86.570	\$ 0.565	\$ 0.807	\$ 7.995	\$(0.021)	\$ -	\$ 0.836	\$ -	\$ 0.011	\$ -	\$ -	\$ 2.790	\$ 12.982	\$ 99.552
26/12/2018	3	\$ 86.570	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.011	\$ 0.102	\$ -	\$ 0.868	\$ -	\$ 0.011	\$ -	\$ -	\$ 2.794	\$ 13.160	\$ 99.730
26/12/2018	4	\$ 86.570	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.010	\$ 0.028	\$ -	\$ 0.941	\$ -	\$ 0.011	\$ -	\$ -	\$ 2.719	\$ 13.084	\$ 99.654
26/12/2018	5	\$ 87.910	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.024	\$ 0.077	\$ -	\$ 1.038	\$ -	\$ 0.011	\$ -	\$ -	\$ 2.549	\$ 13.074	\$ 100.984
26/12/2018	6	\$ 87.910	\$ 0.565	\$ 0.807	\$ 7.989	\$(0.359)	\$ -	\$ 1.248	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.091	\$ -	\$ 2.384	\$ 12.736	\$ 100.646
26/12/2018	7	\$ 87.910	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.037	\$(0.074)	\$ -	\$ 1.406	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.280	\$ -	\$ 2.160	\$ 13.195	\$ 101.105
26/12/2018	8	\$ 87.910	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.042	\$(0.066)	\$ -	\$ 1.459	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.550	\$ -	\$ 1.944	\$ 13.313	\$ 101.223
26/12/2018	9	\$ 89.320	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.055	\$ 0.001	\$ -	\$ 1.520	\$ 0.043	\$ 0.009	\$ 0.467	\$ -	\$ 1.819	\$ 13.291	\$ 102.611
26/12/2018	10	\$ 89.320	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.013	\$(0.208)	\$ -	\$ 1.407	\$ 0.101	\$ 0.009	\$ 0.204	\$ -	\$ 1.744	\$ 12.645	\$ 101.965
26/12/2018	11	\$ 89.320	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.057	\$ 0.154	\$ -	\$ 1.244	\$ 0.115	\$ 0.009	\$ 0.412	\$ -	\$ 1.705	\$ 13.073	\$ 102.393
26/12/2018	12	\$ 87.910	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.047	\$ 0.059	\$ -	\$ 1.285	\$ 0.120	\$ 0.009	\$ 0.395	\$ -	\$ 1.721	\$ 13.012	\$ 100.922
26/12/2018	13	\$ 87.910	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.064	\$ 0.105	\$ -	\$ 1.366	\$ 0.151	\$ 0.009	\$ 0.305	\$ -	\$ 1.658	\$ 13.034	\$ 100.944
26/12/2018	14	\$ 87.910	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.038	\$(0.035)	\$ -	\$ 1.370	\$ 0.150	\$ 0.008	\$ 0.366	\$ -	\$ 1.602	\$ 12.874	\$ 100.784
26/12/2018	15	\$ 86.570	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.045	\$ 0.010	\$ -	\$ 1.333	\$ 0.149	\$ 0.008	\$ 0.561	\$ -	\$ 1.575	\$ 13.057	\$ 99.627
26/12/2018	16	\$ 78.900	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.043	\$ 0.023	\$ -	\$ 1.159	\$ 0.157	\$ 0.008	\$ 1.070	\$ -	\$ 1.578	\$ 13.413	\$ 92.313
26/12/2018	17	\$ 89.320	\$ 0.573	\$ 0.807	\$ 8.099	\$ 0.232	\$ -	\$ 1.528	\$ 0.151	\$ 0.008	\$ 0.393	\$ -	\$ 1.581	\$ 13.372	\$ 102.692
26/12/2018	18	\$ 89.320	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.008	\$(0.259)	\$ -	\$ 1.523	\$ 0.045	\$ 0.007	\$ 0.512	\$ -	\$ 1.416	\$ 12.625	\$ 101.945
26/12/2018	19	\$ 89.320	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.056	\$(0.044)	\$ -	\$ 1.619	\$ 0.029	\$ 0.007	\$ 0.519	\$ -	\$ 1.428	\$ 12.990	\$ 102.310
26/12/2018	20	\$ 89.320	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.071	\$ 0.123	\$ -	\$ 1.463	\$ 0.025	\$ 0.008	\$ 0.693	\$ -	\$ 1.511	\$ 13.271	\$ 102.591
26/12/2018	21	\$ 89.320	\$ 0.563	\$ 0.807	\$ 7.963	\$(0.366)	\$ -	\$ 1.259	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.625	\$ -	\$ 1.678	\$ 12.538	\$ 101.858
26/12/2018	22	\$ 89.320	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.052	\$ 0.085	\$ -	\$ 1.304	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.645	\$ -	\$ 1.898	\$ 13.370	\$ 102.690
26/12/2018	23	\$ 87.910	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.039	\$ 0.009	\$ -	\$ 1.292	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.465	\$ -	\$ 2.097	\$ 13.288	\$ 101.198
27/12/2018	0	\$ 87.910	\$ 0.565	\$ 0.807	\$ 7.992	\$(0.113)	\$ -	\$ 0.992	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.224	\$ -	\$ 2.224	\$ 12.702	\$ 100.612
27/12/2018	1	\$ 87.910	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.010	\$(0.068)	\$ -	\$ 1.113	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.201	\$ -	\$ 2.303	\$ 12.945	\$ 100.855
27/12/2018	2	\$ 87.910	\$ 0.573	\$ 0.807	\$ 8.099	\$ 0.604	\$ -	\$ 1.121	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.125	\$ -	\$ 2.386	\$ 13.727	\$ 101.637



Precios de la energía (\$/MWh)

FECHA	HORA	CMO-POS	SIGET	UT	CUST	MONTO REMANENTE	FLEMG	PTRANSMIS	REACTIVOS	ACVOLTAJE	COMP_EFI	RFC	CCT	CSIS	PR_MRS
27/12/2018	3	\$ 86.570	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.031	\$ 0.097	\$ -	\$ 1.066	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.045	\$ -	\$ 2.409	\$ 13.034	\$ 99.604
27/12/2018	4	\$ 86.570	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.039	\$ 0.102	\$ -	\$ 1.131	\$ -	\$ 0.012	\$ 0.092	\$ -	\$ 2.377	\$ 13.129	\$ 99.699
27/12/2018	5	\$ 86.570	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.028	\$ 0.050	\$ -	\$ 1.101	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.224	\$ -	\$ 2.256	\$ 13.046	\$ 99.616
27/12/2018	6	\$ 86.570	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.009	\$ (0.089)	\$ -	\$ 1.124	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.396	\$ -	\$ 2.186	\$ 13.010	\$ 99.580
27/12/2018	7	\$ 86.570	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.006	\$ (0.200)	\$ -	\$ 1.278	\$ 0.011	\$ 0.010	\$ 0.571	\$ -	\$ 2.057	\$ 13.107	\$ 99.677
27/12/2018	8	\$ 86.570	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.050	\$ 0.066	\$ -	\$ 1.274	\$ 0.064	\$ 0.009	\$ 0.437	\$ -	\$ 1.879	\$ 13.156	\$ 99.726
27/12/2018	9	\$ 86.570	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.011	\$ (0.168)	\$ -	\$ 1.276	\$ 0.100	\$ 0.009	\$ 0.643	\$ -	\$ 1.765	\$ 13.010	\$ 99.580
27/12/2018	10	\$ 86.570	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.043	\$ 0.019	\$ -	\$ 1.297	\$ 0.117	\$ 0.009	\$ 0.643	\$ -	\$ 1.707	\$ 13.210	\$ 99.780
27/12/2018	11	\$ 86.570	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.063	\$ 0.110	\$ -	\$ 1.339	\$ 0.148	\$ 0.009	\$ 0.632	\$ -	\$ 1.668	\$ 13.345	\$ 99.915
27/12/2018	12	\$ 79.260	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.029	\$ 0.016	\$ -	\$ 1.055	\$ 0.165	\$ 0.009	\$ 0.989	\$ -	\$ 1.681	\$ 13.319	\$ 92.579
27/12/2018	13	\$ 79.260	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.069	\$ 0.138	\$ -	\$ 1.186	\$ 0.166	\$ 0.008	\$ 0.948	\$ -	\$ 1.615	\$ 13.509	\$ 92.769
27/12/2018	14	\$ 79.260	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.036	\$ (0.011)	\$ -	\$ 1.175	\$ 0.175	\$ 0.008	\$ 0.968	\$ -	\$ 1.576	\$ 13.301	\$ 92.561
27/12/2018	15	\$ 79.260	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.042	\$ 0.069	\$ -	\$ 1.072	\$ 0.178	\$ 0.008	\$ 0.991	\$ -	\$ 1.568	\$ 13.305	\$ 92.565
27/12/2018	16	\$ 86.570	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.060	\$ 0.156	\$ -	\$ 1.220	\$ 0.191	\$ 0.008	\$ 0.306	\$ -	\$ 1.588	\$ 12.907	\$ 99.477
27/12/2018	17	\$ 79.260	\$ 0.573	\$ 0.807	\$ 8.098	\$ 0.217	\$ -	\$ 1.293	\$ 0.161	\$ 0.008	\$ 0.655	\$ -	\$ 1.602	\$ 13.414	\$ 92.674
27/12/2018	18	\$ 87.910	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.012	\$ (0.125)	\$ -	\$ 1.295	\$ 0.138	\$ 0.007	\$ 0.495	\$ -	\$ 1.420	\$ 12.616	\$ 100.526
27/12/2018	19	\$ 87.910	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.044	\$ 0.021	\$ -	\$ 1.334	\$ 0.132	\$ 0.007	\$ 0.491	\$ -	\$ 1.440	\$ 12.846	\$ 100.756
27/12/2018	20	\$ 87.910	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.039	\$ 0.024	\$ -	\$ 1.267	\$ 0.039	\$ 0.008	\$ 0.472	\$ -	\$ 1.537	\$ 12.761	\$ 100.671
27/12/2018	21	\$ 86.570	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.021	\$ (0.012)	\$ -	\$ 1.113	\$ 0.011	\$ 0.009	\$ 0.600	\$ -	\$ 1.701	\$ 12.817	\$ 99.387
27/12/2018	22	\$ 79.260	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.056	\$ 0.075	\$ -	\$ 1.186	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.354	\$ -	\$ 1.934	\$ 12.991	\$ 92.251
27/12/2018	23	\$ 79.260	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.049	\$ 0.031	\$ -	\$ 1.210	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.217	\$ -	\$ 2.144	\$ 13.038	\$ 92.298
28/12/2018	0	\$ 86.570	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.033	\$ 0.021	\$ -	\$ 1.196	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.132	\$ -	\$ 2.295	\$ 13.065	\$ 99.635
28/12/2018	1	\$ 86.570	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.032	\$ 0.095	\$ -	\$ 1.081	\$ -	\$ 0.012	\$ 0.062	\$ -	\$ 2.385	\$ 13.041	\$ 99.611
28/12/2018	2	\$ 86.570	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.031	\$ 0.111	\$ -	\$ 1.047	\$ -	\$ 0.012	\$ -	\$ -	\$ 2.454	\$ 13.030	\$ 99.600
28/12/2018	3	\$ 86.570	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.011	\$ (0.072)	\$ -	\$ 1.090	\$ -	\$ 0.012	\$ -	\$ -	\$ 2.482	\$ 12.897	\$ 99.467
28/12/2018	4	\$ 86.570	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.063	\$ 0.270	\$ -	\$ 1.174	\$ -	\$ 0.012	\$ -	\$ -	\$ 2.427	\$ 13.324	\$ 99.894
28/12/2018	5	\$ 86.570	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.023	\$ (0.013)	\$ -	\$ 1.139	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.086	\$ -	\$ 2.294	\$ 12.914	\$ 99.484
28/12/2018	6	\$ 86.570	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.015	\$ (0.061)	\$ -	\$ 1.114	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.168	\$ -	\$ 2.219	\$ 12.840	\$ 99.410
28/12/2018	7	\$ 87.910	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.025	\$ 0.015	\$ -	\$ 1.132	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.178	\$ -	\$ 2.081	\$ 12.816	\$ 100.726
28/12/2018	8	\$ 86.570	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.037	\$ (0.033)	\$ -	\$ 1.334	\$ 0.063	\$ 0.010	\$ 0.360	\$ -	\$ 1.907	\$ 13.053	\$ 99.623
28/12/2018	9	\$ 86.570	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.026	\$ (0.104)	\$ -	\$ 1.313	\$ 0.154	\$ 0.009	\$ 0.342	\$ -	\$ 1.800	\$ 12.915	\$ 99.485
28/12/2018	10	\$ 86.570	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.010	\$ (0.179)	\$ -	\$ 1.246	\$ 0.187	\$ 0.009	\$ 0.537	\$ -	\$ 1.734	\$ 12.917	\$ 99.487
28/12/2018	11	\$ 86.570	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.016	\$ (0.070)	\$ -	\$ 1.182	\$ 0.181	\$ 0.009	\$ 0.613	\$ -	\$ 1.690	\$ 12.995	\$ 99.565
28/12/2018	12	\$ 86.570	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.025	\$ (0.039)	\$ -	\$ 1.197	\$ 0.188	\$ 0.009	\$ 0.586	\$ -	\$ 1.706	\$ 13.046	\$ 99.616
28/12/2018	13	\$ 86.570	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.013	\$ 0.007	\$ -	\$ 1.212	\$ 0.181	\$ 0.009	\$ 0.565	\$ -	\$ 1.652	\$ 13.013	\$ 99.583
28/12/2018	14	\$ 86.570	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.034	\$ 0.055	\$ -	\$ 1.158	\$ 0.176	\$ 0.008	\$ 0.533	\$ -	\$ 1.594	\$ 12.934	\$ 99.504
28/12/2018	15	\$ 78.850	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.032	\$ 0.051	\$ -	\$ 1.028	\$ 0.180	\$ 0.008	\$ 1.072	\$ -	\$ 1.588	\$ 13.334	\$ 92.184
28/12/2018	16	\$ 78.850	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.038	\$ 0.068	\$ -	\$ 1.057	\$ 0.173	\$ 0.008	\$ 1.109	\$ -	\$ 1.607	\$ 13.436	\$ 92.286
28/12/2018	17	\$ 86.570	\$ 0.571	\$ 0.807	\$ 8.073	\$ 0.226	\$ -	\$ 1.295	\$ 0.154	\$ 0.008	\$ 0.639	\$ -	\$ 1.608	\$ 13.381	\$ 99.951
28/12/2018	18	\$ 87.910	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.016	\$ (0.098)	\$ -	\$ 1.265	\$ 0.090	\$ 0.007	\$ 0.440	\$ -	\$ 1.426	\$ 12.519	\$ 100.429
28/12/2018	19	\$ 87.910	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.035	\$ (0.012)	\$ -	\$ 1.287	\$ 0.060	\$ 0.007	\$ 0.627	\$ -	\$ 1.449	\$ 12.827	\$ 100.737
28/12/2018	20	\$ 87.910	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.037	\$ 0.021	\$ -	\$ 1.262	\$ 0.037	\$ 0.008	\$ 0.744	\$ -	\$ 1.544	\$ 13.029	\$ 100.939
28/12/2018	21	\$ 87.910	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.030	\$ 0.007	\$ -	\$ 1.192	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.816	\$ -	\$ 1.695	\$ 13.123	\$ 101.033
28/12/2018	22	\$ 78.960	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.025	\$ (0.081)	\$ -	\$ 1.159	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.930	\$ -	\$ 1.907	\$ 13.325	\$ 92.285
28/12/2018	23	\$ 86.570	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.038	\$ 0.027	\$ -	\$ 1.242	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.429	\$ -	\$ 2.112	\$ 13.235	\$ 99.805
29/12/2018	0	\$ 86.570	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.010	\$ (0.084)	\$ -	\$ 1.101	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.208	\$ -	\$ 2.277	\$ 12.897	\$ 99.467
29/12/2018	1	\$ 86.570	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.030	\$ 0.089	\$ -	\$ 1.077	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.082	\$ -	\$ 2.379	\$ 13.044	\$ 99.614
29/12/2018	2	\$ 86.570	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.003	\$ (0.047)	\$ -	\$ 0.967	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.014	\$ -	\$ 2.451	\$ 12.773	\$ 99.343
29/12/2018	3	\$ 86.570	\$ 0.565	\$ 0.807	\$ 7.989	\$ (0.211)	\$ -	\$ 1.037	\$ -	\$ 0.011	\$ -	\$ -	\$ 2.474	\$ 12.671	\$ 99.241
29/12/2018	4	\$ 86.570	\$ 0.565	\$ 0.807	\$ 7.991	\$ (0.214)	\$ -	\$ 1.075	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.037	\$ -	\$ 2.431	\$ 12.704	\$ 99.274
29/12/2018	5	\$ 86.570	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.018	\$ (0.066)	\$ -	\$ 1.154	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.234	\$ -	\$ 2.308	\$ 13.033	\$ 99.603
29/12/2018	6	\$ 86.570	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.005	\$ (0.131)	\$ -	\$ 1.100	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.228	\$ -	\$ 2.276	\$ 12.862	\$ 99.432
29/12/2018	7	\$ 86.570	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.015	\$ (0.081)	\$ -	\$ 1.144	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.482	\$ -	\$ 2.166	\$ 13.111	\$ 99.681
29/12/2018	8	\$ 86.570	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.017	\$ (0.074)	\$ -	\$ 1.156	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.010	\$ -	\$ 2.019	\$ 12.511	\$ 99.081
29/12/2018	9	\$ 86.570	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.006	\$ (0.213)	\$ -	\$ 1.231	\$ 0.052	\$ 0.009	\$ 0.227	\$ -	\$ 1.902	\$ 12.587	\$ 99.157
29/12/2018	10	\$ 75.430	\$ 0.560	\$ 0.807	\$ 7.914	\$ (0.487)	\$ -	\$ 1.062	\$ 0.095	\$ 0.009	\$ 1.292	\$ -	\$ 1.832	\$ 13.084	\$ 88.514
29/12/2018	11	\$ 75.430	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.054	\$ 0.018	\$ -	\$ 1.243	\$ 0.117	\$ 0.009	\$ 1.214	\$ -	\$ 1.809	\$ 13.840	\$ 89.270



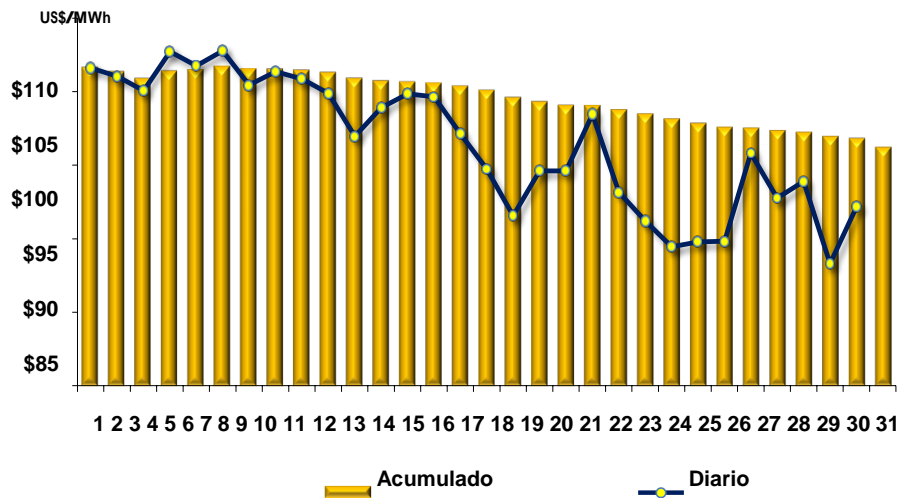
Precios de la energía (\$/MWh)

FECHA	HORA	CMO-POS	SIGET	UT	CUST	MONTO REMANENTE	FLEMG	PTRANSMIS	REACTIVOS	ACVOLTAJE	COMP_EFI	RFC	CCT	CSIS	PR_MRS
29/12/2018	12	\$ 75.430	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.012	\$ (0.117)	\$ -	\$ 1.059	\$ 0.126	\$ 0.009	\$ 0.887	\$ -	\$ 1.858	\$ 13.209	\$ 88.639
29/12/2018	13	\$ 75.430	\$ 0.565	\$ 0.807	\$ 7.992	\$ (0.221)	\$ -	\$ 1.018	\$ 0.125	\$ 0.009	\$ 0.920	\$ -	\$ 1.851	\$ 13.066	\$ 88.496
29/12/2018	14	\$ 4.330	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.003	\$ 0.078	\$ -	\$ 0.059	\$ 0.124	\$ 0.009	\$ 8.421	\$ -	\$ 1.825	\$ 19.892	\$ 24.222
29/12/2018	15	\$ 86.570	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.045	\$ 0.088	\$ -	\$ 1.164	\$ 0.114	\$ 0.009	\$ 0.754	\$ -	\$ 1.803	\$ 13.353	\$ 99.923
29/12/2018	16	\$ 86.570	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.031	\$ 0.068	\$ -	\$ 1.106	\$ 0.090	\$ 0.009	\$ 0.792	\$ -	\$ 1.792	\$ 13.263	\$ 99.833
29/12/2018	17	\$ 86.570	\$ 0.574	\$ 0.807	\$ 8.117	\$ 0.514	\$ -	\$ 1.318	\$ 0.059	\$ 0.009	\$ 0.415	\$ -	\$ 1.731	\$ 13.543	\$ 100.113
29/12/2018	18	\$ 86.570	\$ 0.564	\$ 0.807	\$ 7.983	\$ (0.401)	\$ -	\$ 1.284	\$ 0.054	\$ 0.008	\$ 0.488	\$ -	\$ 1.484	\$ 12.272	\$ 98.842
29/12/2018	19	\$ 79.140	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.067	\$ 0.103	\$ -	\$ 1.297	\$ 0.055	\$ 0.008	\$ 0.478	\$ -	\$ 1.489	\$ 12.875	\$ 92.015
29/12/2018	20	\$ 79.140	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.056	\$ 0.097	\$ -	\$ 1.191	\$ 0.047	\$ 0.008	\$ 0.473	\$ -	\$ 1.569	\$ 12.818	\$ 91.958
29/12/2018	21	\$ 86.570	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.024	\$ (0.073)	\$ -	\$ 1.282	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.458	\$ -	\$ 1.725	\$ 12.799	\$ 99.369
29/12/2018	22	\$ 86.570	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.057	\$ 0.170	\$ -	\$ 1.226	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.381	\$ -	\$ 1.931	\$ 13.151	\$ 99.721
29/12/2018	23	\$ 79.140	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.023	\$ (0.003)	\$ -	\$ 1.025	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.187	\$ -	\$ 2.145	\$ 12.761	\$ 91.901
30/12/2018	0	\$ 86.570	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.017	\$ (0.050)	\$ -	\$ 1.120	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.405	\$ -	\$ 2.312	\$ 13.189	\$ 99.759
30/12/2018	1	\$ 86.570	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.001	\$ (0.137)	\$ -	\$ 1.065	\$ -	\$ 0.012	\$ 0.109	\$ -	\$ 2.423	\$ 12.845	\$ 99.415
30/12/2018	2	\$ 86.570	\$ 0.565	\$ 0.807	\$ 7.986	\$ (0.212)	\$ -	\$ 0.989	\$ -	\$ 0.012	\$ -	\$ -	\$ 2.483	\$ 12.629	\$ 99.199
30/12/2018	3	\$ 79.310	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.005	\$ (0.102)	\$ -	\$ 0.978	\$ -	\$ 0.012	\$ -	\$ -	\$ 2.533	\$ 12.798	\$ 92.108
30/12/2018	4	\$ 86.570	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.033	\$ 0.132	\$ -	\$ 1.071	\$ -	\$ 0.012	\$ -	\$ -	\$ 2.514	\$ 13.137	\$ 99.707
30/12/2018	5	\$ 86.570	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.051	\$ 0.297	\$ -	\$ 1.027	\$ -	\$ 0.012	\$ 0.042	\$ -	\$ 2.413	\$ 13.218	\$ 99.788
30/12/2018	6	\$ 86.570	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.019	\$ 0.101	\$ -	\$ 0.952	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.046	\$ -	\$ 2.427	\$ 12.931	\$ 99.501
30/12/2018	7	\$ 86.570	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 7.999	\$ (0.140)	\$ -	\$ 1.038	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.002	\$ -	\$ 2.362	\$ 12.645	\$ 99.215
30/12/2018	8	\$ 86.570	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.014	\$ 0.045	\$ -	\$ 0.966	\$ -	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.260	\$ 12.667	\$ 99.237
30/12/2018	9	\$ 79.310	\$ 0.565	\$ 0.807	\$ 7.996	\$ (0.152)	\$ -	\$ 0.937	\$ -	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.167	\$ 12.330	\$ 91.640
30/12/2018	10	\$ 79.310	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.017	\$ 0.000	\$ -	\$ 0.969	\$ 0.072	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.095	\$ 12.537	\$ 91.847
30/12/2018	11	\$ 79.310	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.032	\$ 0.030	\$ -	\$ 1.066	\$ 0.134	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.073	\$ 12.720	\$ 92.030
30/12/2018	12	\$ 79.310	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.040	\$ 0.089	\$ -	\$ 1.065	\$ 0.142	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.062	\$ 12.783	\$ 92.093
30/12/2018	13	\$ 79.310	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.028	\$ 0.013	\$ -	\$ 1.052	\$ 0.140	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.032	\$ 12.650	\$ 91.960
30/12/2018	14	\$ 79.310	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.002	\$ (0.131)	\$ -	\$ 1.002	\$ 0.085	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 1.985	\$ 12.324	\$ 91.634
30/12/2018	15	\$ 86.570	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.012	\$ (0.037)	\$ -	\$ 1.049	\$ 0.057	\$ 0.009	\$ 0.049	\$ -	\$ 1.954	\$ 12.467	\$ 99.037
30/12/2018	16	\$ 86.570	\$ 0.564	\$ 0.807	\$ 7.979	\$ (0.272)	\$ -	\$ 1.018	\$ 0.059	\$ 0.009	\$ 0.189	\$ -	\$ 1.908	\$ 12.261	\$ 98.831
30/12/2018	17	\$ 86.570	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.039	\$ (0.003)	\$ -	\$ 1.296	\$ 0.063	\$ 0.009	\$ 0.743	\$ -	\$ 1.821	\$ 13.343	\$ 99.913
30/12/2018	18	\$ 89.320	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.026	\$ (0.155)	\$ -	\$ 1.417	\$ 0.059	\$ 0.008	\$ 0.519	\$ -	\$ 1.558	\$ 12.806	\$ 102.126
30/12/2018	19	\$ 87.910	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.019	\$ (0.040)	\$ -	\$ 1.190	\$ 0.029	\$ 0.008	\$ 0.447	\$ -	\$ 1.550	\$ 12.577	\$ 100.487
30/12/2018	20	\$ 87.910	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.028	\$ 0.034	\$ -	\$ 1.114	\$ -	\$ 0.008	\$ 0.417	\$ -	\$ 1.628	\$ 12.604	\$ 100.514
30/12/2018	21	\$ 86.570	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.031	\$ 0.050	\$ -	\$ 1.084	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.464	\$ -	\$ 1.786	\$ 12.800	\$ 99.370
30/12/2018	22	\$ 86.570	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.020	\$ 0.000	\$ -	\$ 1.091	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.051	\$ -	\$ 2.009	\$ 12.556	\$ 99.126
30/12/2018	23	\$ 79.310	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.024	\$ 0.024	\$ -	\$ 1.000	\$ -	\$ 0.011	\$ -	\$ -	\$ 2.220	\$ 12.654	\$ 91.964
31/12/2018	0	\$ 76.470	\$ 0.569	\$ 0.807	\$ 8.046	\$ 0.134	\$ -	\$ 1.002	\$ -	\$ 0.012	\$ 0.648	\$ -	\$ 2.403	\$ 13.621	\$ 90.091
31/12/2018	1	\$ 76.470	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.012	\$ (0.069)	\$ -	\$ 0.983	\$ -	\$ 0.012	\$ 0.042	\$ -	\$ 2.516	\$ 12.869	\$ 89.339
31/12/2018	2	\$ 4.330	\$ 0.564	\$ 0.807	\$ 7.976	\$ 0.101	\$ -	\$ 0.053	\$ -	\$ 0.012	\$ -	\$ -	\$ 2.576	\$ 12.089	\$ 16.419
31/12/2018	3	\$ 4.330	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.014	\$ 0.024	\$ -	\$ 0.056	\$ -	\$ 0.012	\$ 0.077	\$ -	\$ 2.595	\$ 12.152	\$ 16.482
31/12/2018	4	\$ 4.330	\$ 0.565	\$ 0.807	\$ 7.994	\$ 0.079	\$ -	\$ 0.058	\$ -	\$ 0.012	\$ 1.079	\$ -	\$ 2.548	\$ 13.142	\$ 17.472
31/12/2018	5	\$ 4.330	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.017	\$ 0.032	\$ -	\$ 0.060	\$ -	\$ 0.012	\$ 5.348	\$ -	\$ 2.421	\$ 17.264	\$ 21.594
31/12/2018	6	\$ 82.690	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.016	\$ (0.106)	\$ -	\$ 1.140	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.582	\$ -	\$ 2.379	\$ 13.396	\$ 96.086
31/12/2018	7	\$ 82.690	\$ 0.564	\$ 0.807	\$ 7.973	\$ (0.322)	\$ -	\$ 0.988	\$ -	\$ 0.011	\$ 0.449	\$ -	\$ 2.278	\$ 12.748	\$ 95.438
31/12/2018	8	\$ 82.690	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.025	\$ 0.078	\$ -	\$ 0.998	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.111	\$ -	\$ 2.149	\$ 12.746	\$ 95.436
31/12/2018	9	\$ 82.690	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 7.999	\$ (0.185)	\$ -	\$ 1.069	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.184	\$ -	\$ 2.043	\$ 12.491	\$ 95.181
31/12/2018	10	\$ 82.690	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.012	\$ (0.056)	\$ -	\$ 1.036	\$ 0.020	\$ 0.010	\$ 0.268	\$ -	\$ 1.998	\$ 12.661	\$ 95.351
31/12/2018	11	\$ 82.690	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.008	\$ (0.139)	\$ -	\$ 1.111	\$ 0.052	\$ 0.009	\$ 0.340	\$ -	\$ 1.963	\$ 12.717	\$ 95.407
31/12/2018	12	\$ 82.690	\$ 0.565	\$ 0.807	\$ 7.993	\$ (0.227)	\$ -	\$ 1.075	\$ 0.053	\$ 0.009	\$ 0.124	\$ -	\$ 1.991	\$ 12.391	\$ 95.081
31/12/2018	13	\$ 76.470	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.011	\$ (0.052)	\$ -	\$ 0.941	\$ 0.054	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 2.017	\$ 12.353	\$ 88.823
31/12/2018	14	\$ 76.470	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.002	\$ (0.086)	\$ -	\$ 0.909	\$ 0.052	\$ 0.009	\$ 0.290	\$ -	\$ 1.994	\$ 12.543	\$ 89.013
31/12/2018	15	\$ 76.470	\$ 0.567	\$ 0.807	\$ 8.015	\$ 0.007	\$ -	\$ 0.906	\$ 0.044	\$ 0.009	\$ 0.346	\$ -	\$ 1.978	\$ 12.680	\$ 89.150
31/12/2018	16	\$ 76.470	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.005	\$ (0.039)	\$ -	\$ 0.869	\$ 0.030	\$ 0.010	\$ -	\$ -	\$ 1.950	\$ 12.197	\$ 88.667
31/12/2018	17	\$ 76.470	\$ 0.570	\$ 0.807	\$ 8.064	\$ 0.088	\$ -	\$ 1.161	\$ -	\$ 0.010	\$ 0.491	\$ -	\$ 1.871	\$ 13.062	\$ 89.532
31/12/2018	18	\$ 82.690	\$ 0.566	\$ 0.807	\$ 8.011	\$ (0.110)	\$ -	\$ 1.117	\$ -	\$ 0.008	\$ 0.387	\$ -	\$ 1.603	\$ 12.391	\$ 95.081
31/12/2018	19	\$ 76.470	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.030	\$ (0.004)	\$ -	\$ 1.061	\$ -	\$ 0.008	\$ 0.167	\$ -	\$ 1.649	\$ 12.286	\$ 88.756
31/12/2018	20	\$ 76.470	\$ 0.568	\$ 0.807	\$ 8.032	\$ 0.019	\$ -	\$ 1.026	\$ -	\$ 0.009	\$ 0.046	\$ -	\$ 1.744	\$ 12.251	\$ 88.721



Precios Promedios (\$/MWh)

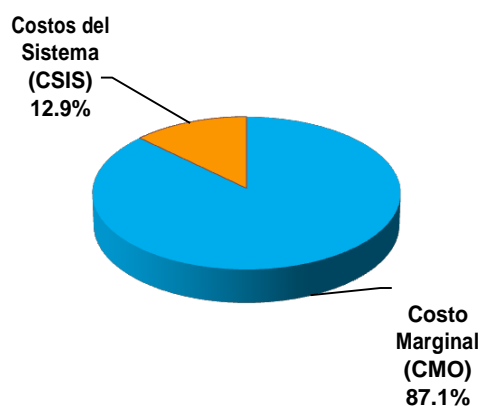
FECHA	Diario	Acumulado
01/dic/2018	\$ 106.60	\$ 106.60
02/dic/2018	\$ 106.03	\$ 106.33
03/dic/2018	\$ 105.05	\$ 105.85
04/dic/2018	\$ 107.71	\$ 106.37
05/dic/2018	\$ 106.76	\$ 106.45
06/dic/2018	\$ 107.78	\$ 106.69
07/dic/2018	\$ 105.45	\$ 106.50
08/dic/2018	\$ 106.36	\$ 106.49
09/dic/2018	\$ 105.88	\$ 106.43
10/dic/2018	\$ 104.89	\$ 106.26
11/dic/2018	\$ 101.98	\$ 105.86
12/dic/2018	\$ 103.92	\$ 105.70
13/dic/2018	\$ 104.85	\$ 105.63
14/dic/2018	\$ 104.64	\$ 105.56
15/dic/2018	\$ 102.14	\$ 105.34
16/dic/2018	\$ 99.75	\$ 105.05
17/dic/2018	\$ 96.56	\$ 104.57
18/dic/2018	\$ 99.62	\$ 104.30
19/dic/2018	\$ 99.62	\$ 104.05
20/dic/2018	\$ 103.47	\$ 104.02
21/dic/2018	\$ 98.16	\$ 103.75
22/dic/2018	\$ 96.21	\$ 103.45
23/dic/2018	\$ 94.45	\$ 103.11
24/dic/2018	\$ 94.80	\$ 102.82
25/dic/2018	\$ 94.84	\$ 102.55
26/dic/2018	\$ 100.82	\$ 102.49
27/dic/2018	\$ 97.76	\$ 102.33
28/dic/2018	\$ 98.89	\$ 102.21
29/dic/2018	\$ 93.31	\$ 101.93
30/dic/2018	\$ 97.17	\$ 101.79
31/dic/2018	\$ 81.20	\$ 101.21



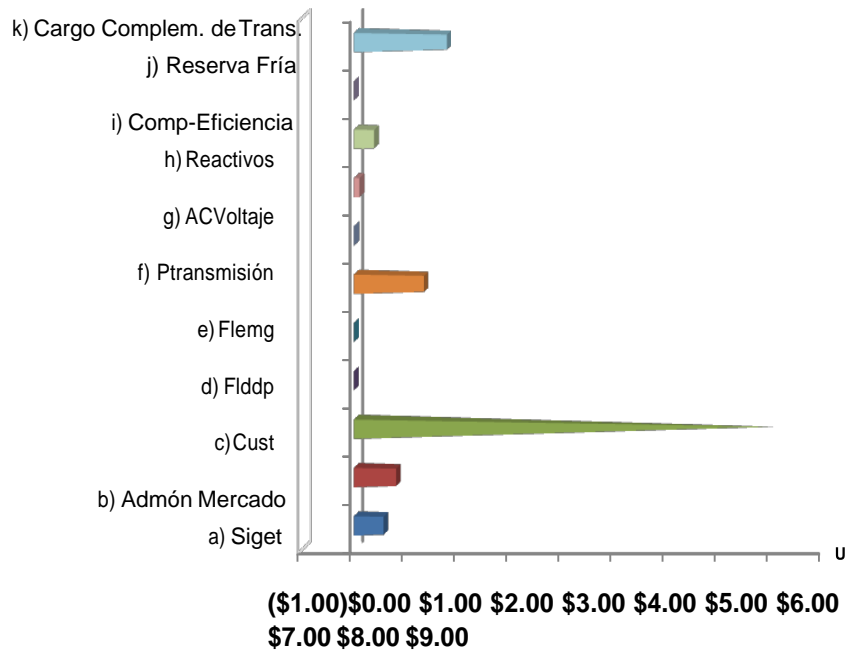


Composición del Precio Promedio (\$/MWh)

Detalle	\$/MWh	%
Costo Marginal (CMO)	\$88.18	87.1%
Costos del Sistema (CSIS)	\$13.03	12.9%
Precio del MRS	\$101.20	100.0%



Cargos del Sistema (CSIS)	\$/MWh	%
a) Siget	\$0.57	0.6%
b) Admón Mercado	\$0.81	0.8%
c) Cust	\$8.04	7.9%
d) Flddp	(\$0.01)	0.0%
e) Flemg	\$0.00	0.0%
f) Ptransmisión	\$1.34	1.3%
g) ACVoltaje	\$0.01	0.0%
h) Reactivos	\$0.11	0.1%
i) Comp-Eficiencia	\$0.39	0.4%
j) Reserva Fría	\$0.00	0.0%
k) Cargo Complem. de Tran	\$1.78	1.8%
Total Cargos del Sistema	\$13.03	12.9%



\$/MWh

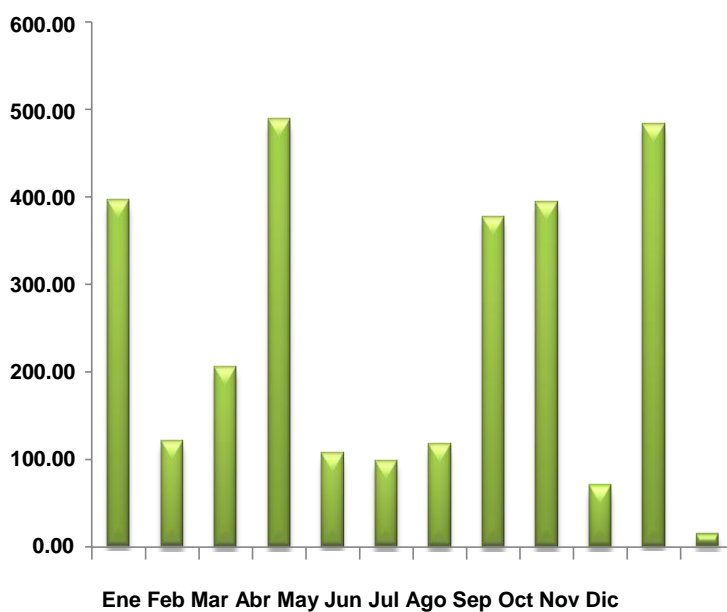


Sistema de Transmisión

ENS, Pérdidas e interrupciones

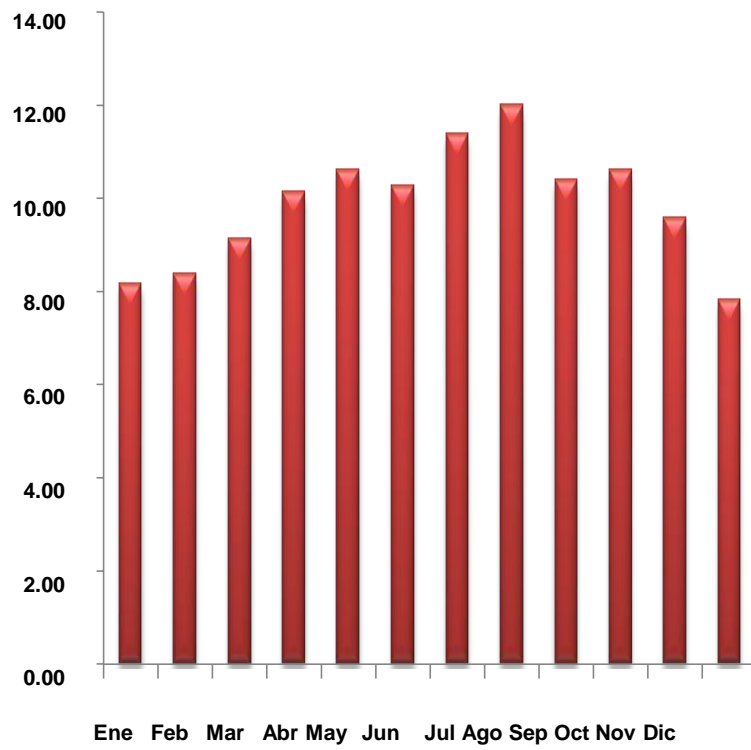
Mes	Energía no servida (MWh)	Pérdidas de transmisión (GWh)
Ene	394.28	8.16
Feb	120.48	8.37
Mar	204.54	9.14
Abr	487.08	10.13
May	105.85	10.61
Jun	98.81	10.28
Jul	117.15	11.38
Ago	375.81	11.98
Sep	393.21	10.40
Oct	68.83	10.60
Nov	482.31	9.56
Dic	13.72	7.83

Energía no servida (MWh)





Pérdidas de transmisión (GWh)





Sistema de Transmisión

Eventos (interrupciones) asociados a líneas de transmisión por responsable

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
ETESAL S.A. de C.V.	14	16	9	35	33	15	23	21	50	20	30	15	281
Empresa Propietaria de la Red El Salvad			1	8	4			1		4	2		20
Ente Operador Regional					4		4		4	34	32		78
Guatemala			2	1						1			4
Honduras		1					1		1				3
Ingenio Chaparrastique, S.A. de C.V.			3		1		1	4	1	4	1		15
Ingenio El Angel, S. A. de C. V.						1							1
Ingenio Jiboa S.A de C.V.		6			2				10		3		21
LaGeo S.A. de C.V.									2				2
NEJAPA POWER COMPANY, S.A.										1			1
Providencia Solar S.A. de C.V.							1					1	2
TERMOPUERTO, S.A. de C.V.					1	1							2
Unidad de Transacciones S.A. de C.V.	4											4	8
TOTALES	18	23	15	44	45	17	30	26	68	64	69	19	438

(*) Incluye Interconexión con Guatemala y Honduras, SIEPAC y Refuerzos Internos

Eventos (interrupciones) asociados a circuitos de distribución por responsable

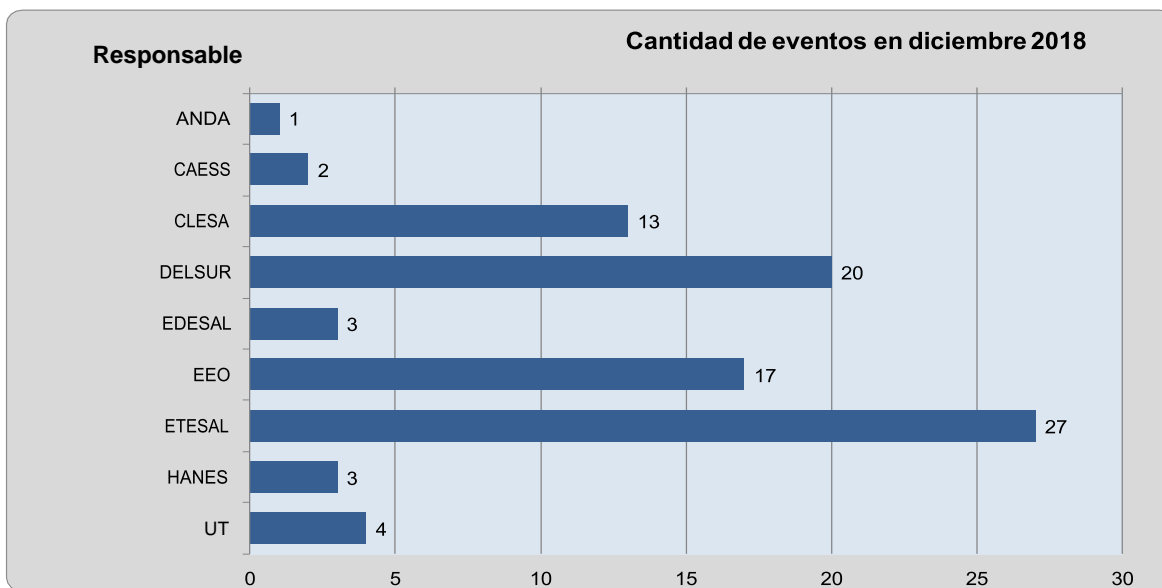
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
ABRUZZO S.A. DE C.V. (DIST)	5	2		5	5	8	3	2	3	3	3		39
AES CLESA & Cia S. en C. de C.V.	22	15	18	38	29	25	20	36	21	12	10	13	259
Administración Nacional de Acueductos y	1	10	4	6	2	5	5	8	2	2	1	1	47
B&D Servicios Técnicos S.A. de C.V.		1	1	4			3		1		3		13
CAESS S.A. de C.V.	9	7	6	17	21	15	15	14	11	9	14	2	140
CASSA S.A. de C.V.		1		2				1		1	1		6
DELSUR S.A. de C.V.	12	15	14	35	41	18	24	44	40	21	21	20	305
Deusem S.A. de C.V.	2	2		1	2	1		3	3	1	2		17
EDESAL S.A. DE C.V. (DIST)	1	3	1	5	8	4	2	8	9	1	4	3	49
EEO S.A. de C.V.	24	7	25	33	32	18	16	36	44	34	13	17	299
ENATREL- Nicaragua					2			2		4			8
ETESAL S.A. de C.V.	27	24	11	29	20	15	20	5	24	14	36	12	237
Guatemala			3							2			5
Hanesbrands El Salvador LTDA de C.V.	1	3			2			1		4		3	14
Ingenio Chaparrastique, S.A. de C.V.			2							4			6
Ingenio Jiboa S.A de C.V.									2				2
TOTALES	104	90	85	175	164	109	108	160	160	112	108	71	1,446



Sistema de Transmisión

Consolidado de eventos por responsable correspondiente a interrupciones de líneas de transmisión y circuitos de distribución

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
ABRUZZO S.A. DE C.V. (DIST)	5	2		5	5	8	3	2	3	3	3		39
AES CLESA & Cia S. en C. de C.V.	22	15	18	38	29	25	20	36	21	12	10	13	259
Administración Nacional de Acueductos y Alcantarillados (A)	1	10	4	6	2	5	5	8	2	2	1	1	47
B&D Servicios Técnicos S.A. de C.V.		1	1	4			3		1		3		13
CAESS S.A. de C.V.	9	7	6	17	21	15	15	14	11	9	14	2	140
CASSA S.A. de C.V.		1		2				1		1	1		6
DELSUR S.A. de C.V.	12	15	14	35	41	18	24	44	40	21	21	20	305
Deusem S.A. de C.V.	2	2		1	2	1		3	3	1	2		17
EDESAL S.A. DE C.V. (DIST)	1	3	1	5	8	4	2	8	9	1	4	3	49
EEO S.A. de C.V.	24	7	25	33	32	18	16	36	44	34	13	17	299
ENATREL- Nicaragua					2			2			4		8
ETESAL S.A. de C.V.	41	40	20	64	53	30	43	26	74	34	66	27	518
Empresa Propietaria de la Red El Salvador			1	8	4			1		4	2		20
Ente Operador Regional Guatemala			5	1	4		4		4	34	32		78
Hanesbrands El Salvador LTDA de C.V. Honduras	1	3			2			1		4		3	14
Ingenio Chaparrastique, S.A. de C.V.		1					1		1				3
Ingenio El Angel, S. A. de C. V.			5		1		1	4	1	8	1		21
Ingenio Jiboa S.A de C.V.						1							1
Ingenio Jiboa S.A de C.V.		6			2				12		3		23
LaGeo S.A. de C.V.									2				2
NEJAPA POWER COMPANY, S.A.										1			1
Providencia Solar S.A. de C.V.							1					1	2
TERMOPUERTO, S.A. de C.V.					1	1							2
Unidad de Transacciones S.A. de C.V.	4											4	8
TOTALES	122	113	100	219	209	126	138	186	228	176	177	90	1,884



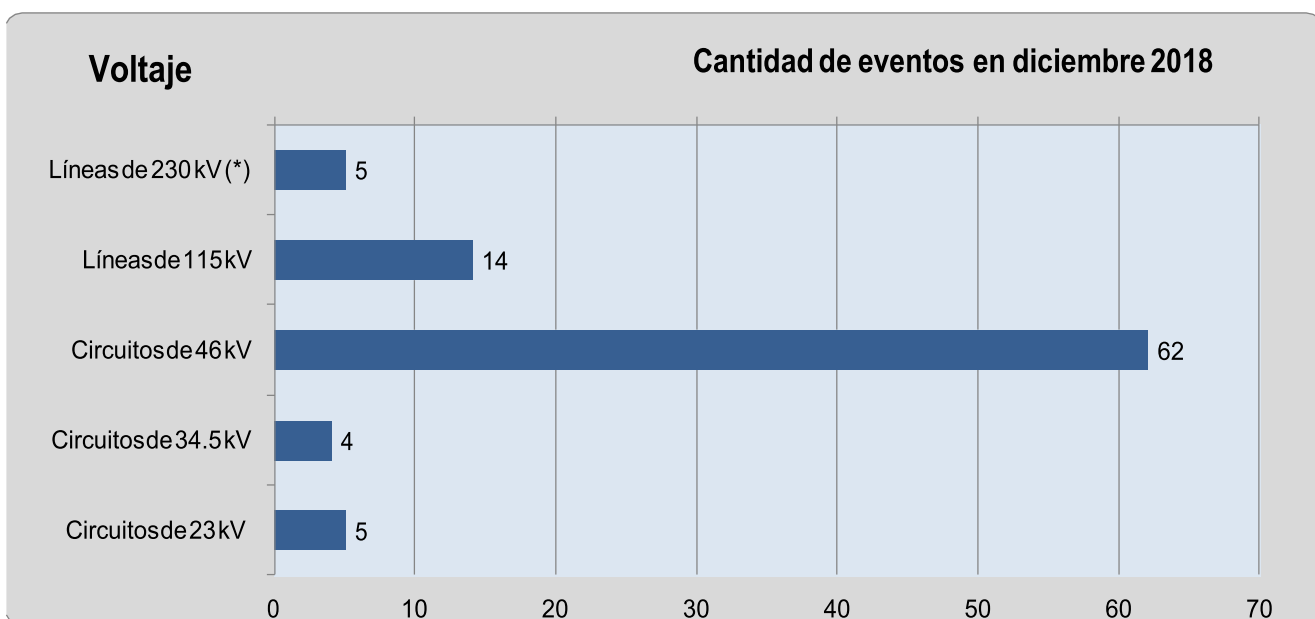


Sistema de Transmisión

Número de circuitos de distribución y líneas de transmisión interrumpidos por nivel de voltaje

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Líneas de 230 kV(*)	5	1	3	15	11	1	6	1	7	40	35	5	130
Líneas de 115 kV	13	22	12	29	34	16	24	25	61	24	34	14	308
Circuitos de 46 kV	77	72	71	140	145	89	90	151	146	92	81	62	1,216
Circuitos de 34.5 kV	7		8	9	4	2	2	3	4	6	2	4	51
Circuitos de 23 kV	20	18	6	26	15	18	16	6	10	14	25	5	179
TOTALES	122	113	100	219	209	126	138	186	228	176	177	90	1,884

(*) Incluye interconexiones con Guatemala y Honduras, SIEPAC y Refuerzos internos



(*) Incluye Interconexiones con Guatemala y Honduras, SIEPAC y Refuerzos Internos.

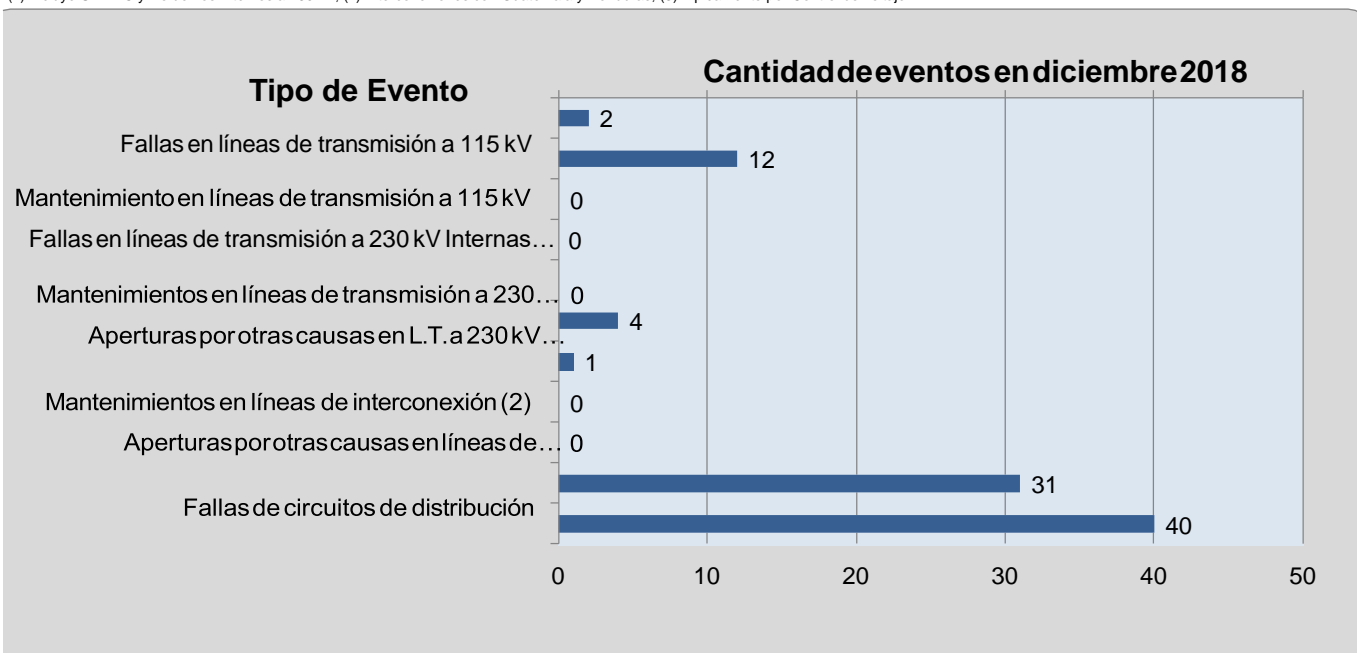


Sistema de Transmisión

Número de eventos de fallas, mantenimientos y otras causas en circuitos de distribución y líneas de transmisión

TIPO DE INTERRUPCIONES	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Fallas en líneas de transmisión a 115 kV		6	4	13	9	7	3	6	29	3	6	2	88
Mantenimiento en líneas de transmisión a 115 kV	13	15	6	15	24	9	21	18	31	20	26	12	210
Aperturas por otras causas en L.T. a 115 kV		1	2	1	1			1	1	1	2		10
Fallas en líneas de transmisión a 230 kV Internas (1)				2	1		1	1	2				7
Mantenimientos en líneas de transmisión a 230 kV Internas (1)			1	5	4					4	3		17
Aperturas por otras causas en L.T. a 230 kV Internas (3)	4											4	8
Fallas en líneas de interconexión (2)				2			1					1	4
Mantenimientos en líneas de interconexión (2)	1	1	1	2	2	1			1	2			11
Aperturas por otras causas en líneas de interconexión (3)			1	4	4		4		4	34	32		83
Fallas de circuitos de distribución	53	51	51	119	137	77	70	131	132	77	69	31	998
Mantenimientos en circuitos de distribución	51	39	34	56	27	32	38	29	28	35	39	40	448
Totales	122	113	100	219	209	126	138	186	228	176	177	90	1,884

(1) Incluye SIEPAC y Refuerzos Internos a 230 kV; (2) Interconexiones con Guatemala y Honduras; (3) Típicamente por Control de Voltaje



Demanda Máxima de Potencia

Demanda	Máxima	Nocturna	Mínima
Ene	995	934	397
	29-ene-18 15:00	29-ene-18 19:00	1-ene-18 7:00
Feb	1,023	955	508
	14-feb-18 14:30	22-feb-18 19:30	19-feb-18 3:00
Mar	1,065	994	491
	13-mar-18 15:00	13-mar-18 19:00	31-mar-18 6:00
Abr	1,061	994	490
	24-abr-18 14:30	24-abr-18 19:00	1-abr-18 6:00
May	1,044	978	521
	3-may-18 15:00	3-may-18 19:00	1-may-18 6:00
Jun	1,041	957	508
	25-jun-18 14:00	25-jun-18 19:30	3-jun-18 6:00
Jul	1,072	986	530
	24-jul-18 14:30	18-jul-18 19:00	1-jul-18 6:00
Ago	1,047	974	475
	22-ago-18 15:00	9-ago-18 19:00	7-ago-18 3:00
Sep	1,027	954	496
	18-sep-18 14:00	19-sep-18 18:30	16-sep-18 3:30
Oct	1,009	958	489
	3-oct-18 14:30	30-oct-18 18:30	8-oct-18 3:00
Nov	998	974	491
	26-nov-18 15:30	19-nov-18 18:30	3-nov-18 2:30
Dic	973	951	408
	4-dic-18 14:30	10-dic-18 18:30	25-dic-18 7:00



Condición de Reserva

Reserva Rodante y Reserva Fría en demanda Máxima (MW)

Diciembre 2018

Día	Cap.	Gen.	Demanda +	Intercambio	Reserva	Reserva
1	1548	626	836	210	60	863
2	1412	630	823	194	86	697
3	1547	664	953	289	65	818
4	1572	699	973	274	107	766
5	1484	679	956	277	61	743
6	1567	679	965	286	58	830
7	1602	665	951	287	60	877
8	1534	695	863	168	57	782
9	1557	696	835	138	49	811
10	1614	709	955	245	63	842
11	1583	736	911	174	66	781
12	1560	631	924	293	120	810
13	1558	792	946	155	174	593
14	1571	750	931	181	136	685
15	1572	635	815	181	57	881
16	1564	643	788	145	72	849
17	1566	733	890	158	43	791
18	1586	725	899	174	87	774
19	1487	730	909	179	77	680
20	1578	750	917	167	58	770
21	1562	706	862	156	53	803
22	1567	625	815	190	124	817
23	1580	662	798	136	57	862
24	1585	634	759	125	226	725
25	1578	595	726	131	111	872
26	1532	763	868	105	32	738
27	1581	731	858	126	104	746
28	1581	735	853	118	112	734
29	1596	686	821	135	168	743
30	1569	661	796	135	133	775
31	1589	668	760	92	104	818

(1) Valor positivo significa Importación



Precios de los Combustibles puestos en planta (US\$/bbl)

Fecha	Equipo										
	ACAJ-BUNKER	ACAJ-DIESEL	BORE-BUNKER	GCSA-BUNKER	HILC-BUNKER	HOLC-BUNKER	NEPO-BUNKER	SOYA-BUNKER	TALN-BUNKER	TEXT-BUNKER	TPTO-BUNKER
01/12/2018	\$65.29	\$104.83	\$76.19	\$80.43	\$77.53	\$71.15	\$68.94	\$67.08	\$69.01	\$74.97	\$67.83
02/12/2018	\$65.29	\$104.83	\$76.19	\$80.43	\$77.53	\$71.15	\$68.94	\$67.08	\$69.01	\$74.97	\$67.83
03/12/2018	\$61.44	\$104.83	\$72.45	\$80.43	\$77.53	\$67.41	\$65.20	\$63.34	\$65.27	\$74.97	\$64.09
04/12/2018	\$61.44	\$104.83	\$72.45	\$80.43	\$77.53	\$67.41	\$65.20	\$63.34	\$65.27	\$74.97	\$64.09
05/12/2018	\$61.44	\$104.83	\$72.45	\$80.43	\$77.53	\$67.41	\$65.20	\$63.34	\$65.27	\$74.97	\$64.09
06/12/2018	\$61.44	\$104.83	\$72.45	\$80.43	\$77.53	\$67.41	\$65.20	\$63.34	\$65.27	\$74.97	\$64.09
07/12/2018	\$61.44	\$104.83	\$72.45	\$80.43	\$77.53	\$67.41	\$65.20	\$63.34	\$65.27	\$74.97	\$64.09
08/12/2018	\$61.44	\$104.83	\$72.45	\$80.43	\$77.53	\$67.41	\$65.20	\$63.34	\$65.27	\$74.97	\$64.09
09/12/2018	\$61.44	\$104.83	\$72.45	\$80.43	\$77.53	\$67.41	\$65.20	\$63.34	\$65.27	\$74.97	\$64.09
10/12/2018	\$61.34	\$104.83	\$71.61	\$80.43	\$77.53	\$66.57	\$64.36	\$62.50	\$64.43	\$74.97	\$63.25
11/12/2018	\$61.34	\$104.83	\$71.61	\$80.43	\$77.53	\$66.57	\$64.36	\$62.50	\$64.43	\$74.97	\$63.25
12/12/2018	\$61.34	\$104.83	\$71.61	\$80.43	\$77.53	\$66.57	\$64.36	\$62.50	\$64.43	\$74.97	\$63.25
13/12/2018	\$61.34	\$104.83	\$71.61	\$80.43	\$77.53	\$66.57	\$64.36	\$62.50	\$64.43	\$74.97	\$63.25
14/12/2018	\$61.34	\$104.83	\$71.61	\$80.43	\$77.53	\$66.57	\$64.36	\$62.50	\$64.43	\$74.97	\$63.25
15/12/2018	\$61.34	\$104.83	\$71.61	\$80.43	\$77.53	\$66.57	\$64.36	\$62.50	\$64.43	\$74.97	\$63.25
16/12/2018	\$61.34	\$104.83	\$71.61	\$80.43	\$77.53	\$66.57	\$64.36	\$62.50	\$64.43	\$74.97	\$63.25
17/12/2018	\$60.11	\$104.83	\$70.38	\$80.43	\$77.53	\$65.31	\$63.13	\$61.27	\$63.20	\$74.97	\$61.99
18/12/2018	\$60.11	\$104.83	\$70.38	\$80.43	\$77.53	\$65.31	\$63.13	\$61.27	\$63.20	\$74.97	\$61.99
19/12/2018	\$60.11	\$104.83	\$70.38	\$80.43	\$77.53	\$65.31	\$63.13	\$61.27	\$63.20	\$74.97	\$61.99
20/12/2018	\$60.11	\$104.83	\$70.38	\$80.43	\$77.53	\$65.31	\$63.13	\$61.27	\$63.20	\$74.97	\$61.99
21/12/2018	\$60.11	\$104.83	\$70.38	\$80.43	\$77.53	\$65.31	\$63.13	\$61.27	\$63.20	\$74.97	\$61.99
22/12/2018	\$60.11	\$104.83	\$70.38	\$80.43	\$77.53	\$65.31	\$63.13	\$61.27	\$63.20	\$74.97	\$61.99
23/12/2018	\$60.11	\$104.83	\$70.38	\$80.43	\$77.53	\$65.31	\$63.13	\$61.27	\$63.20	\$74.97	\$61.99
24/12/2018	\$58.16	\$104.83	\$67.91	\$80.43	\$77.53	\$62.87	\$60.66	\$58.81	\$60.73	\$74.97	\$59.56
25/12/2018	\$58.16	\$104.83	\$67.91	\$80.43	\$77.53	\$62.87	\$60.66	\$58.81	\$60.73	\$74.97	\$59.56
26/12/2018	\$58.16	\$104.83	\$67.91	\$80.43	\$77.53	\$62.87	\$60.66	\$58.81	\$60.73	\$74.97	\$59.56
27/12/2018	\$58.16	\$104.83	\$67.91	\$80.43	\$77.53	\$62.87	\$60.66	\$58.81	\$60.73	\$74.97	\$59.56
28/12/2018	\$58.16	\$104.83	\$67.91	\$80.43	\$77.53	\$62.87	\$60.66	\$58.81	\$60.73	\$74.97	\$59.56
29/12/2018	\$58.16	\$104.83	\$67.91	\$80.43	\$77.53	\$62.87	\$60.66	\$58.81	\$60.73	\$74.97	\$59.56
30/12/2018	\$58.16	\$104.83	\$67.91	\$80.43	\$77.53	\$62.87	\$60.66	\$58.81	\$60.73	\$74.97	\$59.56
31/12/2018	\$55.15	\$104.83	\$64.91	\$80.43	\$77.53	\$59.85	\$57.66	\$55.80	\$57.73	\$74.97	\$56.53
Promedio mes	\$60.42	\$104.83	\$70.77	\$80.43	\$77.53	\$65.72	\$63.51	\$61.66	\$63.59	\$74.97	\$62.40



Niveles de los embalses (msnm)

Niveles Promedio Diario (msnm) Referenciados Hora0

Fecha	Guajoyo	Cerrón Grande	5 de Noviembre	15 de Septiembre
01/12/2018	426.63	241.92	178.89	47.92
02/12/2018	426.58	241.91	178.88	48.13
03/12/2018	426.54	241.89	178.86	48.32
04/12/2018	426.50	241.85	178.75	48.29
05/12/2018	426.47	241.81	178.81	48.26
06/12/2018	426.42	241.77	178.79	48.20
07/12/2018	426.37	241.73	178.76	48.20
08/12/2018	426.33	241.69	178.75	48.13
09/12/2018	426.30	241.67	178.94	48.36
10/12/2018	426.27	241.63	179.09	48.55
11/12/2018	426.26	241.59	179.01	48.49
12/12/2018	426.23	241.55	179.02	48.42
13/12/2018	426.21	241.51	179.02	48.30
14/12/2018	426.18	241.46	178.98	48.26
15/12/2018	426.14	241.42	178.89	48.19
16/12/2018	426.11	241.39	178.89	48.42
17/12/2018	426.09	241.36	178.97	48.59
18/12/2018	426.06	241.32	178.95	48.52
19/12/2018	426.03	241.30	178.86	48.46
20/12/2018	426.00	241.27	178.61	48.39
21/12/2018	425.97	241.25	178.43	48.36
22/12/2018	425.94	241.23	178.24	48.33
23/12/2018	425.91	241.24	178.00	48.30
24/12/2018	425.88	241.23	177.60	48.35
25/12/2018	425.85	241.23	177.41	48.39
26/12/2018	425.85	241.23	177.17	48.37
27/12/2018	425.82	241.21	176.92	48.27
28/12/2018	425.77	241.19	176.88	48.17
29/12/2018	425.72	241.18	176.75	48.20
30/12/2018	425.68	241.19	176.67	48.07
31/12/2018	425.67	241.17	176.41	48.26
Promedio	426.12	241.46	178.33	48.31



Interrupciones del servicio

Entrega	Fecha Hora Inicio	Fecha Hora Final	Duración [Horas]	Rele	Motivo	MW	KWh	Responsable
34-4-84	01/12/2018 03:07	01/12/2018 03:10	0.0500	51NS, 59N	Falla en Línea	1.75	87.5	EEO
49-4-81	01/12/2018 07:00	01/12/2018 07:01	0.0170	51	Falla en Línea	3.19	53.17	EEO
49-4-81	01/12/2018 13:31	01/12/2018 13:33	0.0330	MANUAL	Solicitud de Distribuidor	0	0	EEO
44-4-83	02/12/2018 07:14	02/12/2018 07:17	0.0500	MANUAL	Solicitud de Distribuidor	0.12	6	CLESA
13-4-82	02/12/2018 07:55	02/12/2018 16:16	8.3500	MANUAL	Mantenimiento Programado	0.11	918.5	ETESAL
13-4-81	02/12/2018 07:56	02/12/2018 16:18	8.3670	MANUAL	Mantenimiento Programado	0	0	ETESAL
48-4-81	02/12/2018 09:02	02/12/2018 16:26	7.4000	MANUAL	Mantenimiento Programado	0	0	ETESAL
49-4-81	02/12/2018 13:33	02/12/2018 13:35	0.0330	MANUAL	Solicitud de Distribuidor	0	0	EEO
44-4-83	02/12/2018 15:53	02/12/2018 15:54	0.0170	MANUAL	Solicitud de Distribuidor	0	0	CLESA
49-4-81	02/12/2018 18:16	02/12/2018 18:18	0.0330	MANUAL	Solicitud de Distribuidor	3.73	124.33	EEO
49-4-81	02/12/2018 18:54	02/12/2018 18:55	0.0170	MANUAL	Solicitud de Distribuidor	2.93	48.83	EEO
44-4-81	03/12/2018 08:33	03/12/2018 08:35	0.0330	51NS, 59N	Falla en Línea	13.69	456.33	DELSUR
16-4-81	06/12/2018 21:21	06/12/2018 21:22	0.0170	59N	Falla por Terceros	4.46	74.33	CLESA
38-4-83	07/12/2018 14:18	07/12/2018 14:19	0.0170	NO INDICO	Falla en Línea	7.78	129.67	HANES
16-4-81	08/12/2018 09:15	08/12/2018 12:43	3.4670	MANUAL	Solicitud de Distribuidor	0	0	CLESA
37-2-83	08/12/2018 17:32	08/12/2018 17:33	0.0170	50, 51	Falla en Línea	2.82	47	EDESAL
30-4-85	09/12/2018 00:38	09/12/2018 15:27	14.8170	MANUAL	Mantenimiento Programado	0	0	ETESAL
30-4-84	09/12/2018 06:37	09/12/2018 14:54	8.2830	MANUAL	Mantenimiento Programado	0	0	ETESAL
30-2-81	09/12/2018 08:00	09/12/2018 18:47	10.7830	MANUAL	Mantenimiento Programado	0	0	ETESAL
30-2-82	09/12/2018 08:00	09/12/2018 18:48	10.8000	MANUAL	Mantenimiento Programado	0	0	ETESAL
30-2-83	09/12/2018 08:01	09/12/2018 18:48	10.7830	MANUAL	Mantenimiento Programado	0	0	ETESAL
44-4-81	10/12/2018 07:47	10/12/2018 07:48	0.0170	51NS, 59N	Falla en Línea	13.34	222.33	DELSUR
32-4-81	10/12/2018 09:48	10/12/2018 09:49	0.0170	51	Falla en Línea	6.81	113.5	DELSUR
16-4-82	10/12/2018 19:49	10/12/2018 19:52	0.0500	NO INDICO	Falla en Línea	12.25	612.5	CLESA
16-4-81	10/12/2018 19:50	10/12/2018 19:52	0.0330	51, 59N	Falla en Línea	5.75	191.67	CLESA
16-4-81	10/12/2018 19:56	10/12/2018 21:57	2.0170	50, 51, 59N	Falla en Línea	5.75	287.5	CLESA
16-4-81	10/12/2018 22:09	10/12/2018 23:48	1.6500	50, 51, 59N	Falla en Línea	0	0	CLESA
17-4-81	11/12/2018 10:24	11/12/2018 10:25	0.0170	51, 59N	Falla en Línea	14.44	240.67	CAESS
39-4-81	12/12/2018 06:02	13/12/2018 16:35	34.5500	MANUAL	Mantenimiento Programado	0	0	DELSUR
18-4-83	12/12/2018 07:09	12/12/2018 07:11	0.0330	MANUAL	Mantenimiento Programado	3.22	107.33	EEO
18-4-83	12/12/2018 17:29	12/12/2018 17:31	0.0330	MANUAL	Mantenimiento Programado	3.06	102	EEO
47-4-81	14/12/2018 04:57	14/12/2018 04:59	0.0330	51NS, 59N	Falla en Línea	8.71	290.33	DELSUR
35-4-85	14/12/2018 06:56	14/12/2018 08:07	1.1830	MANUAL	Solicitud de PM	2.44	2887.33	ANDA
34-4-82	14/12/2018 17:32	14/12/2018 17:36	0.0670	MANUAL	Solicitud de Distribuidor	7.32	488	EEO
34-4-83	15/12/2018 15:14	15/12/2018 15:16	0.0330	51, 59N	Falla en Línea	11.33	377.67	EEO
34-4-85	15/12/2018 15:14	15/12/2018 15:17	0.0500	51, 59N	Falla en Línea	5.06	253	EEO
13-3-81	15/12/2018 16:16	16/12/2018 04:57	12.6830	MANUAL	Mantenimiento Programado	0	0	ETESAL
13-3-84	15/12/2018 16:36	16/12/2018 04:42	12.1000	MANUAL	Mantenimiento Programado	0	0	ETESAL
13-3-82	16/12/2018 00:01	16/12/2018 04:17	4.2670	MANUAL	Mantenimiento Programado	0	0	ETESAL
13-3-92	16/12/2018 00:02	16/12/2018 04:16	4.2330	MANUAL	Mantenimiento Programado	0	0	ETESAL
39-4-82	16/12/2018 05:52	16/12/2018 05:54	0.0330	51NS, 59N	Falla en Línea	5.96	198.67	DELSUR
39-4-81	16/12/2018 05:52	16/12/2018 05:53	0.0170	51NS, 59N	Falla en Línea	5.29	88.17	DELSUR
39-4-81	16/12/2018 05:55	16/12/2018 09:04	3.1500	51, 59N	Falla en Línea	5.29	1851.5	DELSUR
46-4-81	16/12/2018 09:34	16/12/2018 10:35	1.0170	MANUAL	Solicitud de Distribuidor	0	0	DELSUR
34-4-83	17/12/2018 15:50	17/12/2018 15:51	0.0170	51NS, 59N	Falla en Línea	15.06	251	EEO
44-4-83	17/12/2018 21:34	17/12/2018 21:37	0.0500	MANUAL	Solicitud de Distribuidor	0	0	CLESA
47-4-81	18/12/2018 04:10	18/12/2018 17:23	13.2170	MANUAL	Mantenimiento Programado	0	0	DELSUR
47-4-82	18/12/2018 04:52	18/12/2018 17:20	12.4670	MANUAL	Mantenimiento Programado	0	0	DELSUR
39-4-81	18/12/2018 05:32	18/12/2018 17:54	12.3670	MANUAL	Mantenimiento Programado	0	0	DELSUR
37-2-85	18/12/2018 06:29	18/12/2018 06:30	0.0170	51	Falla en Línea	7.86	131	DELSUR
39-4-81	19/12/2018 07:00	19/12/2018 18:01	11.0170	MANUAL	Mantenimiento Programado	0	0	DELSUR
35-4-82	19/12/2018 08:21	19/12/2018 16:31	8.1670	MANUAL	Mantenimiento Programado	0	0	CLESA
38-4-83	20/12/2018 08:01	20/12/2018 16:49	8.8000	MANUAL	Mantenimiento Programado	0	0	HANES
50-4-81	21/12/2018 07:58	21/12/2018 07:59	0.0170	51	Falla en Línea	3.03	50.5	DELSUR
13-4-81	21/12/2018 08:31	21/12/2018 08:32	0.0170	51	Falla en Línea	7.14	119	CLESA
38-4-83	21/12/2018 08:33	21/12/2018 16:34	8.0170	MANUAL	Mantenimiento Programado	0	0	HANES
34-4-85	21/12/2018 12:38	21/12/2018 12:40	0.0330	51, 59N	Falla en Línea	4.5	150	EEO
47-4-81	21/12/2018 21:00	21/12/2018 21:02	0.0330	51, 59N	Falla en Línea	10.04	1171.33	DELSUR



Interrupciones del servicio

Entrega	Fecha Hora Inicio	Fecha Hora Final	Duración [Horas]	Rele	Motivo	MW	KWh	Responsable
35-4-83	22/12/2018 11:55	22/12/2018 15:54	3.9830	MANUAL	Solicitud de Distribuidor	0	0	CLESA
50-4-83	23/12/2018 09:07	23/12/2018 09:08	0.0170	51	Falla en Línea	8.99	149.83	EDESAL
34-4-82	24/12/2018 09:26	24/12/2018 09:29	0.0500	MANUAL	Solicitud de Distribuidor	7.28	364	EEO
46-4-82	25/12/2018 00:00	25/12/2018 00:01	0.0170	51	Falla en Línea	9.19	153.17	CAESS
34-4-85	26/12/2018 06:49	26/12/2018 15:12	8.3830	MANUAL	Mantenimiento Programado	0	0	EEO
47-4-83	27/12/2018 06:24	27/12/2018 13:20	6.9330	MANUAL	Mantenimiento Programado	0	0	DELSUR
35-4-84	27/12/2018 06:56	27/12/2018 18:47	11.8500	MANUAL	Mantenimiento Programado	0	0	DELSUR
34-4-83	27/12/2018 12:58	27/12/2018 13:00	0.0330	51NS, 59N	Falla en Línea	6.6	220	EEO
34-4-83	27/12/2018 13:08	27/12/2018 13:10	0.0330	51NS, 59N	Falla en Línea	15.32	510.67	EEO
48-4-81	28/12/2018 08:00	28/12/2018 16:06	8.1000	MANUAL	Mantenimiento Programado	0	0	EDESAL
44-4-86	29/12/2018 08:05	29/12/2018 16:00	7.9170	MANUAL	Mantenimiento Programado	0	0	DELSUR
30-4-85	30/12/2018 09:06	30/12/2018 09:07	0.0170	51, 51NS, 59N	Falla en Línea	2.23	37.17	DELSUR
35-4-82	31/12/2018 06:47	31/12/2018 06:48	0.0170	51, 59N	Falla en Línea	9.51	158.5	CLESA

PROGRAMA ANUAL DE MANTENIMIENTOS MAYORES (PAMM)
SEMANA 20 DE 2018 - SEMANA 19 DE 2019

	PLANTA/UNIDAD	PROGRAMADO	DURACION	REPROGRAMADO	DURACION	EJECUTADO	DURACION	MOTIVO			
CEL	GUAJUJO										
	UNIDAD 1	27-ene-19 08:00	27-ene-19 15:00	7 horas				Cero voltaje en sub. GUAJ por mantenimiento mayor de ETESAL.			
	UNIDAD 1	06-may-19	21-may-19	16 días				Mantenimiento mayor			
	CERRON GRANDE										
	UNIDAD 1	01-jul-18	22-jul-18	22 días	07-jul-18	28-jul-18	22 días	07-jul-18	27-jul-18	21 días	Mantenimiento mayor
	UNIDAD 2	23-abr-19	27-abr-19	5 días							Inspección del rodete de turbina
	5 DE NOVIEMBRE										
	UNIDAD 7	08-may-18	02-jun-18	26 días				08-may-18	07-jun-18	31 días	Mantenimiento mayor
	UNIDADES 1 A 7	20-may-18 08:00	20-may-18 15:00	7 horas				20-may-18 08:00	20-may-18 15:02	7 horas	Cero voltaje en sub. 5NOV por mantenimiento mayor de ETESAL.
	UNIDAD 6	04-jun-18	25-jun-18	22 días	09-jun-18	30-jun-18	22 días	09-jun-18	08-jul-18	30 días	Mantenimiento mayor
UNIDAD 6	13-nov-18	27-nov-18	15 días	Suspendido a solicitud de CEL						Mantenimiento mayor	
UNIDAD 7	04-dic-18	18-dic-18	15 días	Suspendido a solicitud de CEL						Mantenimiento mayor	
UNIDAD 1	14-ene-19	29-ene-19	16 días							Mantenimiento mayor	
UNIDAD 3	04-feb-19	19-feb-19	16 días							Mantenimiento mayor	
UNIDAD 4	06-mar-19	15-mar-19	10 días							Inspección del generador y turbina	
UNIDAD 5	01-abr-19	10-abr-19	10 días							Inspección por garantía	
15 DE SEPTIEMBRE											
UNIDAD 2	05-nov-18	04-may-19	181 días	Suspendido a solicitud de CEL						Mantenimiento mayor ciclo de 10 años	
UNIDAD 2	12-nov-18	18-nov-18	7 días				12-nov-18	19-nov-18	8 días	Inspección de unidad	
UNIDAD 2	23-feb-18	13-abr-18	50 días							Mantenimiento mayor	
UNIDAD 1	20-mar-19	26-mar-19	7 días							Inspección de rodete de turbina	
AHUACHAPAN											
UNIDAD 3	23-sep-18	21-oct-18	29 días	30-sep-18	28-oct-18	29 días	30-sep-18	29-oct-18	30 días	Mantenimiento mayor	
UNIDAD 2	30-sep-18 08:00	30-sep-18 13:59	8 horas				30-sep-18 08:11	30-sep-18 17:14	11 horas	Mantenimiento a subestación	
UNIDAD 1	30-sep-18 11:00	30-sep-18 17:59	7 horas				30-sep-18 12:46	30-sep-18 17:12	4 horas	Mantenimiento a subestación	
BERLIN											
UNIDAD 1	26-ago-18	18-sep-18	24 días				26-ago-18	27-sep-18	32 días	Mantenimiento mayor	
UNIDAD 4	26-ago-18	15-sep-18	21 días				26-ago-18	27-sep-18	32 días	Mantenimiento mayor	
UNIDAD 2	08-sep-18 23:00	09-sep-18 19:59	21 horas				08-sep-18 23:10	10-sep-18 02:02	27 horas	Mantenimiento a subestación	
UNIDAD 3	08-sep-18 18:00	09-sep-18 23:59	30 horas				08-sep-18 18:15	10-sep-18 08:29	38 horas	Mantenimiento a subestación	
UNIDAD 3	04-nov-18	13-dic-18	40 días							Mantenimiento mayor	
ACAJUTLA											
MOTOR 5	02-may-18	26-may-18	25 días				02-may-18	22-may-18	21 días	Mantenimiento mayor 96.000 horas	
MOTOR 3	02-jul-18	05-ago-18	35 días				02-jul-18	28-jul-18	26 días	Mantenimiento mayor 108.000 horas	
MOTOR 8	20-ago-18	13-sep-18	25 días				20-ago-18	11-sep-18	22 días	Mantenimiento mayor 96.000 horas	
UNIDAD 4	17-sep-18	06-oct-18	20 días	Suspendido a solicitud de ORAZUL						Mantenimiento mayor	
MOTOR 1	08-oct-18	01-nov-18	25 días				08-oct-18	30-oct-18	22 días	Mantenimiento mayor 108.000 horas	
UNIDADES 1 Y 2	22-oct-18	31-oct-18	10 días							Mantenimiento en el transformador de arranque de acaj-1 y acaj-02	
UNIDADES 1 Y 2	28-oct-18 08:00	28-oct-18 17:59	12 horas	Suspendido a solicitud de ORAZUL			28-oct-18	28-oct-18	11 horas	Mantenimiento de ETESAL a las áreas de 115kV y 34.5kV en sub ACAJ	
UNIDAD 5	19-nov-18	07-dic-18	19 días							Mantenimiento mayor	
MOTORES 1 A 9, UNIDADES 4 Y 5	01-dic-18 20:00	02-dic-18 19:59	24 horas				01-dic-18 20:08	02-dic-18 17:38	22 horas	Mantenimiento de subestación	
UNIDADES 1 Y 2	16-dic-18 00:00	16-dic-18 04:59	5 horas				16-dic-18 00:09	16-dic-18 04:11	4 horas	Cero voltaje en sub. ACAJ por mantenimiento de ETESAL.	
UNIDADES 1 Y 2	13-ene-19 08:00	13-ene-19 15:00	7 horas							Cero voltaje en sub. ACAJ por mantenimiento de ETESAL.	
SOYAPANGO											
MOTORES 1 A 3	10-jun-18 08:00	10-jun-18 16:00	8 horas				10-jun-18 08:04	10-jun-18 16:00	8 horas	Cero voltaje en sub. SOYA por mantenimiento mayor de ETESAL.	
MOTORES 1 A 3	09-dic-18 08:00	09-dic-18 14:00	6 horas				09-dic-18 08:07	09-dic-18 14:08	6 horas	Cero voltaje en sub. SOYA por mantenimiento mayor de ETESAL.	
NEJAPA POWER											
MOTOR 20	14-may-18	10-jun-18	28 días	Suspendido a solicitud de NEPO						Mantenimiento intermedio de motor y generador.	
MOTOR 12	11-jun-18	08-jul-18	28 días	Suspendido a solicitud de NEPO						Mantenimiento mayor de motor y generador.	
MOTOR 10	09-jul-18	05-ago-18	28 días	Suspendido a solicitud de NEPO						Mantenimiento mayor de motor y generador.	
MOTOR 15	06-ago-18	02-sep-18	28 días	Suspendido a solicitud de NEPO						Mantenimiento mayor de motor y generador.	
MOTOR 17	03-sep-18	30-sep-18	28 días	Suspendido a solicitud de NEPO						Mantenimiento mayor de motor y generador.	
MOTOR 16	01-oct-18	28-oct-18	28 días	Suspendido a solicitud de NEPO						Mantenimiento mayor de motor y generador.	
MOTOR 3	01-oct-18	28-oct-18	28 días	Suspendido a solicitud de NEPO						Mantenimiento mayor de motor y generador.	
MOTORES 1 A 27	06-oct-18	07-oct-18	48 horas				06-oct-18	07-oct-18	35 horas	Mantenimiento de subestación 115 kv y línea 115 kv interna y externa.	
MOTORES 1 A 17	28-ene-19 00:00	03-mar-19 23:59	35 días							Mantenimiento de tanque de asentamiento de fase 1 y switch gear 13.8 kv de fase 1.	
MOTORES 1 A 27	10-feb-19 08:00	10-feb-19 09:59	2 horas							Mantenimiento a seccionadores de línea L7-37-1001-01 por parte de ETESAL.	
MOTORES 18 A 27	04-mar-19 00:00	08-mar-19 23:59	5 días							Mantenimiento de subestación 115 kv y switch gear 13.8 kv de fase 2.	
TALNIQUE											
MOTORES 4 A 9	14-may-18	02-jul-18	50 días	02-jul-18	20-ago-18	50 días	02-jul-18	21-ago-18	50 días	Sustitución de transformador OSAKA provisional por transformador permanente de 75 MVA.	
MOTOR 2	07-ago-18	27-ago-18	21 días	08-sep-18	28-sep-18	21 días	08-sep-18	03-oct-18	26 días	Mantenimiento mayor de motor y generador.	
MOTORES 1 A 3	20-ene-19 07:00	20-ene-19 16:59	10 horas							Mantenimiento anual de transformador fase 1	
MOTORES 4 A 9	27-ene-19 00:00	27-ene-19 16:59	17 horas							Mantenimiento anual de transformador	
TERMOPUERTO											
MOTOR 2	15-sep-18	06-oct-18	22 días	05-oct-18	26-oct-18	22 días	05-oct-18	27-oct-18	22 días	Mantenimiento mayor de 36.000 horas.	
MOTOR 1	10-nov-18	01-dic-18	22 días							Mantenimiento mayor de 36.000 horas.	
MOTORES 1 A 4	02-dic-18	02-dic-18	7 días				02-dic-18	02-dic-18	9 días	Cero voltaje en sub. TPTO por mantenimiento en sub. ACAJ por parte de	
TEXTUFIL											
MOTOR 6	02-jun-18	16-jun-18	15 días				02-jun-18	08-jun-18	7 días	Mantenimiento mayor	
MOTOR 7	23-jun-18	07-jul-18	15 días				23-jun-18	03-jul-18	11 días	Mantenimiento mayor	
MOTOR 4	14-jul-18	28-jul-18	15 días	Suspendido a solicitud de TEXTUFIL						Mantenimiento mayor	
MOTOR 5	11-ago-18	26-ago-18	15 días	Suspendido a solicitud de TEXTUFIL						Mantenimiento mayor	
MOTOR 3	22-sep-18	06-oct-18	15 días				22-sep-18	01-oct-18	10 días	Mantenimiento mayor	
GECSA											
MOTORES 1 A 3	03-jun-18 08:00	03-jun-18 16:59	9 horas	30-sep-18 08:00	30-sep-18 16:59	9 horas	30-sep-18 08:05	30-sep-18 16:05	8 horas	Mantenimiento de subestación	
BOREALIS											
MOTORES 1 A 8	25-jun-18	09-jul-18	15 días	Suspendido a solicitud de BOREALIS						Mantenimiento de subestación	
HOLCIM											
MOTOR 1	01-oct-18	19-oct-18	18 días	Suspendido a solicitud de HOLCIM						Mantenimiento de 6.000 horas.	
MOTOR 1	27-ene-19 08:00	27-ene-19 15:00	7 horas							Cero voltaje en sub. GUAJ por mantenimiento mayor de ETESAL.	
ANTARES											
PLANTA ANTARES	25-nov-18 08:00	25-nov-18 15:59	8 horas				25-nov-18 07:24	25-nov-18 16:25	9 horas	Cero voltaje en sub. ANTA por mantenimiento mayor de ETESAL en sub. PEDR.	

Proceso
Suspendido/Reprogramado/Realizado

Registro de cambios:

03-may-2018: AP-01-1819 INE solicita suspensión de mantenimiento a taln-tg2 por retrasos del proveedor, será reprogramado posteriormente.

07-may-2018: AP-02-1819 NEPO solicita suspensión del mantenimiento a nepo-m20 por no alcanzar las horas de operación proyectadas, se reprogramará posteriormente. 28-may-2018: AP-03-1819 CEL

solicita reprogramación de mantenimientos de 5nov-u6 y cgra-u1 por retrasos en mantenimiento de 5nov-u7

29-may-2018: AP-04-1819 GCSA solicita suspensión del mantenimiento de subestación por problemas con el contratista, será reprogramado posteriormente. 04-jun-2018: AP-05-1819 INE solicita reprogramación de mantenimiento a taln-tg2 y taln-m2 por retrasos del proveedor

04-jun-2018: AP-06-1819 NEPO solicita suspensión del mantenimiento a nepo-m12 por no alcanzar las horas de operación proyectadas, se reprogramará posteriormente. 07-jun-2018: AP-07-1819 CEL solicita reprogramación del mantenimiento a 5nov-u6 por retrasos en el mantenimiento de 5nov-u7

19-jun-2018: AP-08-1819 BOREALIS solicita suspensión de mantenimiento a sub. BORE por retraso del proveedor.

09-jul-2018: AP-09-1819 NEPO solicita suspensión del mantenimiento a nepo-m10 por no alcanzar las horas de operación proyectadas, se reprogramará posteriormente. 10-jul-2018: AP-10-1819 TEXTUFIL solicita suspensión del mantenimiento a text-m4 por no alcanzar las horas de operación proyectadas, se reprogramará posteriormente. 05-ago-2018: AP-11-1819 NEPO solicita suspensión del mantenimiento de nepo-m15 por no alcanzar las horas de operación proyectadas, se reprogramará posteriormente. 07-ago-2018: AP-12-1819 TEXTUFIL solicita suspensión del mantenimiento a text-m5 por no alcanzar las horas de operación proyectadas, se reprogramará posteriormente. 21-ago-2018: AP-13-1819 INE solicita reprogramar el mantenimiento de taln-m2 a solicitud de la UT por condiciones hidrológicas de bajos influjos.

03-sep-2018: AP-14-1819 NEPO solicita suspender mantenimiento a nepo-m17 por no alcanzar las horas de operación proyectadas, se reprogramará posteriormente.

03-sep-2018: AP-15-1819 TPTO solicita reprogramar mantenimiento a tpto-m2 por no alcanzar las horas de operación proyectadas.

14-sep-2018: AP-16-1819 LAGEO solicita reprogramar mantenimiento de ahua-u3 por retrasos en mantenimiento de berl-u1

14-sep-2018: AP-17-1819 ORAZUL solicita suspender el mantenimiento de acaj-u4 por no alcanzar las horas de operación programadas. 26-sep-2018: AP-18-1819 GECSA solicita reprogramar el mantenimiento a la subestación gcsa-00.

26-sep-2018: AP-19-1819 NEPO solicita suspender mantenimientos de nepo-m3 y m16 por no alcanzar las horas de operación proyectadas, se reprogramará posteriormente. 01-oct-2018: AP-20-1819 HOLCIM solicita suspender mantenimiento de holc-m1 por no alcanzar las horas de operación programadas

01-oct-2018: AP-21-1819 TPTO solicita reprogramar mantenimientos a tpto-m1 y m2 por no alcanzar horas de operación requeridas.

15-oct-2018: AP-22-1819 CEL solicita reprogramar mantenimientos de guaj-u1, 15se-u1 y u2 por cambio en el alcance de los mantenimientos, suspensión del mantenimiento a 5nov-u5 y corrección de equipo en mantenimiento de cgra-u2 a cgra-u1. 17-oct-2018: AP-23-1819 LAGEO solicita reprogramar mantenimiento de berl-u3 por retraso del proveedor en entrega de repuestos

17-oct-2018: AP-24-1819 ORAZUL solicita suspender mantenimiento a transformador de acaj-u1 y u2 y programar indisponibilidad de ambas unidades por mantenimiento de ETESAL en áreas de 115kV y 34.5kV de sub. ACAJ 31-oct-2018: AP-25-1819 BORE solicita reprogramación de mantenimiento en subestación bore-00

09-nov-2018: AP-26-1819 CEL solicita suspender mantenimientos de 5nov-u6 y u7 por retrasos del proveedor del mantenimiento.

13-nov-2018: AP-27-1819 ORAZUL solicita suspender mantenimiento de acaj-u5 por no alcanzar las horas de operación programadas. 06-dic-2018: AP-28-1819 ORAZUL solicita reprogramar mantenimiento de acaj-u1 y u2 por trabajos de ETESAL en sub. ACAJ

04-ene-2019: AP-29-1819 TPTO solicita reprogramar mantenimiento de tpto-m1 por retraso del proveedor del mantenimiento.

Actualizado al 4 de enero de 2019

Unidad de Transacciones S.A de C.V.

37



Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.
Administradora del Mercado Mayorista de Electricidad

www.ut.com.sv

Km. 12 ½, Carretera al Puerto de La Libertad,
Nuevo Cuscatlán, La Libertad Teléfono: 2521-
7300