



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**ESTUDIO DE CONFIABILIDAD DE LA RED DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA NACIONAL
INTERCONECTADO SEGÚN LAS NORMAS TÉCNICAS DE CALIDAD DEL SERVICIO DE
TRANSPORTE Y SANCIONES, UTILIZANDO EL *SOFTWARE* NEPLAN**

Alejandra Patricia Maldonado Castellanos

Asesorado por el Ing. Juan Carlos Morataya Ramos

Guatemala, julio de 2012

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIO DE CONFIABILIDAD DE LA RED DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA NACIONAL
INTERCONECTADO SEGÚN LAS NORMAS TÉCNICAS DE CALIDAD DEL SERVICIO DE
TRANSPORTE Y SANCIONES, UTILIZANDO EL SOFTWARE NEPLAN**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

ALEJANDRA PATRICIA MALDONADO CASTELLANOS
ASESORADO POR EL ING. JUAN CARLOS MORATAYA RAMOS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERA ELECTRICISTA

GUATEMALA, JULIO DE 2012

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Juan Carlos Molina Jiménez
VOCAL V	Br. Mario Maldonado Muralles
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Ramos
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

ESTUDIO DE CONFIABILIDAD DE LA RED DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO SEGÚN LAS NORMAS TÉCNICAS DE CALIDAD DEL SERVICIO DE TRANSPORTE Y SANCIONES, UTILIZANDO EL SOFTWARE NEPLAN

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha noviembre de 2009.



Alejandra Patricia Maldonado Castellanos

Guatemala, 10 de enero de 2012

Ing. Guillermo Puente
Facultad de Ingeniería
Director de Escuela
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

Estimado Ingeniero,

Por medio de la presente y luego de haber realizado las revisiones correspondientes, apruebo el trabajo de tesis **"ESTUDIO DE CONFIABILIDAD DE LA RED DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO SEGÚN LAS NORMAS TÉCNICAS DE CALIDAD DEL SERVICIO DE TRANSPORTE Y SANCIONES, UTILIZANDO EL SOFTWARE NEPLAN."** de la estudiante Alejandra Patricia Maldonado Castellanos, carné 2005-12004.

Solicito que sea recibido para su revisión correspondiente por parte del Ing. Jorge Pérez Rivera.

Atentamente,


Ing. Juan Carlos Morataya Ramos
Asesor de tesis

Ing. Juan Carlos Morataya Ramos
Colegiado No. 8570



FACULTAD DE INGENIERIA

Ref. EIME 10. 2012
Guatemala, 14 de MARZO 2012.

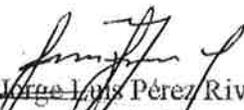
Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**“ESTUDIO DE CONFIABILIDAD DE LA RED DE TRANSMISIÓN
DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO SEGÚN LAS
NORMAS TÉCNICAS DE CALIDAD DEL SERVICIO DE
TRANSPORTE Y SANCIONES, UTILIZANDO EL SOFTWARE
NEPLAN”**, de la estudiante **Alejandra Patricia Maldonado
Castellanos**, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
D D Y ENSEÑADA A TODOS


Ing. Jorge Luis Pérez Rivera
Coordinador de Potencia



JLPR/sro



REF. EIME 12. 2012.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación de la estudiante; Alejandra Patricia Maldonado Castellanos titulado: “ESTUDIO DE CONFIABILIDAD DE LA RED DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO SEGÚN LAS NORMAS TÉCNICAS DE CALIDAD DEL SERVICIO DE TRANSPORTE Y SANCIONES, UTILIZANDO EL SOFTWARE NEPLAN”, procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puentes Romo



GUATEMALA, 10 DE ABRIL 2012.



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **ESTUDIO DE CONFIABILIDAD DE LA RED DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO SEGÚN LAS NORMAS TÉCNICAS DE CALIDAD DEL SERVICIO DE TRANSPORTE Y SANCIONES, UTILIZANDO EL SOFTWARE NEPLAN**, presentado por la estudiante universitaria **Alejandra Patricia Maldonado Castellanos**, autoriza la impresión del mismo..

IMPRÍMASE.

Ing. Murphy Olympo Paiz Reginos
Decano



Guatemala, julio de 2012

/cc

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por ser la fuerza que guía mis pasos y por permitirme llegar a este día tan anhelado.
- Virgen María** Por ser mi guía espiritual y consejera en cada momento de mi vida.
- Mis padres** Luis Maldonado y Patricia Castellanos, por confiar en mí brindándome su apoyo en cada decisión de mi vida, por ser mi ejemplo de vida. Por ser mis amigos y nunca dejarme caer ante las dificultades que se me han presentado, este triunfo también es de ustedes.
- Mi hermana** Paola, por ser mi mejor amiga, esa voz en mi conciencia que me hace decidir siempre lo correcto y por brindarme su cariño incondicional.
- Mi familia** Familias: Castellanos, Maldonado, De León, Florián, Monteflor y Seijas; por su cariño y apoyo, en especial a mis abuelitas Leonor y Esperanza; a mis tíos Edgar, Luis, Fernando, Roberto y Rafael; a mis tías Marta, Miriam, América, Vilma, Lorena y Carmen; a mis primos Guillermo, Andrea, Lesly, María José, Luis Fernando, Edgar, David, Moisés, Fernanda, Thelma y Luis.

Mi novio

Guillermo Santos, por brindarme su amor, apoyo y palabras de aliento. Por estar a mi lado en el momento más duro de mi vida, gracias.

Mis amigos

A mis amigos de la Universidad, por acompañarme a lo largo de toda la carrera y por formar parte de una de las mejores etapas de mi vida. Por todos los momentos de alegrías, tensiones y tristezas; especialmente a Mariano, Paola, Pedro, Juan Pablo, Julio, Sergio, Josué, Juan Pablo J., Carlos, Fernando, Luis Miguel y María Fernanda. A mis amigos de toda la vida, por poner la alegría de la música en mi corazón, en especial a Ángeles, Oscar, Vilma y primos De León. A mis amigos del trabajo de Cervecería Centro Americana, por brindarme su cariño y comprensión.

AGRADECIMIENTOS A:

- Mi asesor** Juan Carlos Morataya, por brindarme su ayuda y paciencia en la elaboración de mi trabajo de graduación.
- Comisión Nacional de Energía Eléctrica** Por brindarme el apoyo y las herramientas necesarias para la elaboración de mi trabajo de graduación, en especial a la División de Proyectos Estratégicos y al Departamento de Planificación de Proyectos, así como a los ingenieros Rafael Argueta y Fernando Moscoso.
- Facultad de Ingeniería** Por brindarme los conocimientos necesarios para la realización de este trabajo de graduación, en especial a la escuela de ingeniería Mecánica Eléctrica y al Ing. Guillermo Puente por el apoyo recibido.
- Universidad de San Carlos de Guatemala** Por permitirme realizar y culminar los estudios satisfactoriamente.
- Al pueblo de Guatemala** Por su valioso aporte para que yo alcanzara esta meta.

1.3.3.	El contexto regulador	18
1.3.3.1.	La nueva regulación eléctrica	19
1.3.3.2.	Naturaleza de las actividades eléctricas.....	20
1.3.4.	Separación de actividades.....	22
2.	SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL	23
2.1.	Marco legal	23
2.1.1.	Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones –NTCSTS–.....	25
2.1.1.1.	Categoría de las líneas	26
2.1.1.2.	Índices de calidad de indisponibilidad forzada	26
2.1.1.3.	Tolerancia de la tasa de indisponibilidad forzada	28
2.1.1.4.	Tolerancia de la duración total de indisponibilidad forzada	28
2.1.1.5.	Sanción por indisponibilidad forzada.....	29
2.2.	Estructura del Mercado Eléctrico Nacional	31
2.3.	Demanda firme y oferta firme eficiente	33
2.4.	Sistema de transporte actual	35
2.5.	Expansión del sistema	37
2.5.1.	Expansión del sistema de transporte.....	38
2.5.2.	Interconexión con México	40
2.5.3.	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central –SIEPAC–	41
2.5.4.	Plan de expansión indicativo del sistema de generación 2008 – 2022.	41

2.6.	Mercado eléctrico.....	42
2.7.	Indicadores del sistema eléctrico.....	44
3.	ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD.....	47
3.1.	Índices de confiabilidad.....	50
3.2.	Metodología de los estudios de confiabilidad utilizando NEPLAN.....	51
3.2.1.	Criterios determinísticos.....	51
3.2.2.	Criterio N-1.....	52
3.2.3.	Cálculos de confiabilidad.....	53
3.2.4.	Secuencia de operaciones ejecutadas durante el cálculo de confiabilidad.....	54
3.2.4.1.	Generación de combinaciones de interrupciones (salidas).....	54
3.2.4.2.	Análisis de efecto de falla (AEF).....	55
3.2.5.	Resultados del cálculo de confiabilidad.....	55
3.2.6.	Cálculos de confiabilidad con NEPLAN.....	57
3.3.	Estudio de confiabilidad de la red de transmisión.....	59
3.3.1.	Metodología del estudio.....	60
3.3.2.	Escenarios para el CENS.....	63
3.3.3.	Base de datos de confiabilidad.....	64
3.3.4.	Premisas del estudio.....	64
3.3.5.	Configuración de parámetros en NEPLAN.....	65
3.3.5.1.	Método Newton Raphson.....	66
3.3.5.2.	Configuración de modelos de falla.....	66
3.3.5.3.	Configuración de cargas y líneas.....	67
4.	RESULTADOS DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD.....	69
4.1.	Escenario 1.....	79

4.2.	Escenario 2.....	82
4.3.	Escenario 3.....	85
4.4.	Escenario 4.....	88
4.5.	Análisis de resultados.....	91
4.6.	Propuesta de nuevo cálculo para sanciones por indisponibilidad	92
CONCLUSIONES		97
RECOMENDACIONES.....		99
BIBLIOGRAFÍA.....		101
ANEXOS.....		105

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Componentes de un sistema eléctrico	2
2.	Configuración y estructura de un sistema	8
3.	Energía eléctrica en relación al producto interno bruto	9
4.	Diagrama unifilar	12
5.	Planificación del sistema	15
6.	Criterios de operación del sistema	15
7.	Aspectos considerados en la expansión del sistema	16
8.	Jerarquía en toma de decisiones	17
9.	Clasificación de las actividades eléctricas.....	21
10.	Número total de indisponibilidades de la línea i	27
11.	Duración total de indisponibilidad forzada de la línea i	27
12.	Sanción por el número total de indisponibilidad	29
13.	Sanción por la duración total de indisponibilidad	30
14.	Sanción total	30
15.	Estructura del sector	32
16.	Demanda firme por participante	34
17.	Oferta firme eficiente por tipo de combustible	35
18.	Sistema de transporte actual.....	37
19.	Sistema de transporte 2008-2018	39
20.	Costo de la energía no suministrada.....	50
21.	Dependencia entre los índices de confiabilidad	56
22.	Asignación de datos de confiabilidad a líneas.....	61
23.	Costo del beneficio de la confiabilidad asociada, norma-real.....	63

24.	Costo del beneficio de la confiabilidad asociada, norma-PET	63
25.	Asignación de parámetros de confiabilidad.....	65
26.	Ens caso 1 vrs. caso 3	81
27.	Cens caso 1 vrs. caso 3.....	81
28.	Ens caso 2 vrs. caso 4	84
29.	Cens caso 2 vrs. caso 4.....	84
30.	Ens caso 5 vrs. caso 7	87
31.	Cens caso 5 vrs. caso 7.....	87
32.	Ens caso 6 vrs. caso 8	90
33.	Cens caso 6 vrs. caso 8.....	90
34.	Sanción total actual.....	92
35.	Sanción total propuesta	93

TABLAS

I.	Número total de indisponibilidades forzadas.....	28
II.	Duración total de indisponibilidad forzada.....	29
III.	Coeficiente k, según categoría.....	31
IV.	Demanda firme 2011-2012	33
V.	Oferta firme eficiente 2010-2011.....	34
VI.	Longitud de líneas del sni por nivel de voltaje.....	36
VII.	Obras del plan de expansión 2008–2018.....	40
VIII.	Plan de expansión de generación.....	42
IX.	Indicadores del sni 2010	45
X.	Ventajas y desventajas de los criterios determinísticos	52
XI.	Índices de confiabilidad.....	57
XII.	Resultados caso 1	70
XIII.	Resultados caso 2	71
XIV.	Resultados caso 3	72

XV.	Resultados caso 4	73
XVI.	Resultados caso 5	74
XVII.	Resultados caso 6	75
XVIII.	Resultados caso 7	76
XIX.	Resultados caso 8	77
XX.	Casos de estudio	78
XXI.	Comparación caso 1 y 3	79
XXII.	Resultados caso 1 y 3.....	80
XXIII.	Comparación caso 2 y 4	82
XXIV.	Resultados caso 2 y 4.....	83
XXV.	Comparación caso 5 y 7	85
XXVI.	Resultados caso 5 y 7.....	86
XXVII.	Comparación caso 6 y 8	88
XXVIII.	Resultados caso 6 y 8.....	89
XXIX.	Resumen de resultados	91
XXX.	Beneficios	91
XXXI.	Costo total del plan en millones de dólares y ahorro	92

GLOSARIO

Actividad de generación	Es aquella que se realiza en los centros de producción comúnmente denominados centrales eléctricas que se encargan de transformar una fuente primaria de energía en energía eléctrica.
Actividad de transmisión	Es la actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica a través del sistema de transmisión.
Agentes del mercado	Son los generadores, transportistas, distribuidores y comercializadores.
Confiabilidad	Se puede definir como la capacidad de un producto de realizar su función de la manera prevista. También como la probabilidad en que un producto realizará su función prevista sin incidentes por un período de tiempo especificado y bajo condiciones indicadas.
Deslaste de carga	Es un mecanismo de emergencia que emplea la desconexión automática de carga como último recurso para evitar un apagón en el sistema eléctrico de potencia.

Falla

Ocurrencia repentina de cortocircuitos en los componentes de un sistema eléctrico de potencia durante la operación normal.

Falla de corta duración

Se define como falla de corta duración, la condición en que, debido a fallas en grupos generadores, en líneas de transporte o en redes de distribución, alguno de los agentes del Mercado Mayorista, no es capaz de satisfacer la totalidad del consumo de energía, por períodos inferiores a cuarenta y ocho horas.

Falla de larga duración

Se define como falla de larga duración, la condición en que, debido a una situación de sequía o de falla prolongada de unidades generadoras, líneas de transporte o redes de distribución, alguno de los agentes del Mercado Mayorista, no es capaz de satisfacer la totalidad del consumo de energía, por períodos superiores a cuarenta y ocho horas.

Grupos de falla

La falla simultánea de varios elementos que pertenecen a grupos de falla diferentes, crea los mismos estados del sistema (evento de falla) que la combinación de las fallas simples correspondientes.

Marco regulatorio	Conjunto de normas jurídicas, conformado por las leyes, reglamentos y todas las normativas que establecen las reglas aplicables a la industria eléctrica.
Mercado mayorista	Es el conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se efectúan a corto y a largo plazo entre agentes del mercado.
Método de Newton Raphson extendido	Método matemático numérico utilizado para resolver flujos de carga en redes de transmisión de energía eléctrica.
Monopolio	Es un caso en el cual existe un único productor de un bien que no tiene sustitutos y donde suelen existir barreras a la entrada ya sean legales o tecnológicas.
Monopolio natural	Es el caso en el cual las economías de escala son tan grandes que el nivel eficiente de producción de una empresa satisface toda la demanda del mercado.
Oligopolio	Es el caso en el cual hay pocos productores del bien en cuestión.

Operación manual

Operación realizada por el personal encargado de una subestación con el objeto de realizar la conexión y/o desconexión de los equipos de potencia de dicha subestación en forma manual.

Operación remota

Operación de conexión y/o desconexión de los equipos de potencia realizada desde un centro de control.

RESUMEN

El principal objetivo de este trabajo de graduación es evaluar técnica y económicamente el sistema de transmisión del Sistema Nacional Interconectado –SNI– de Guatemala, con el fin de determinar, por medio de diferentes escenarios de operación y estacionalidad, la Energía no Suministrada y su costo asociado. A partir de esta metodología basada en el análisis de confiabilidad de las redes de transmisión, se obtiene una valoración del beneficio asociado al cumplimiento de la Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones –NTCSTS–.

Para la realización del estudio se identificaron, modelaron y analizaron cuatro escenarios divididos en dos casos cada uno.

El escenario uno y dos utiliza la configuración actual de la red de transmisión, uno en época seca y el otro en época lluviosa, y evalúa los beneficios presentados al cumplir la normativa en comparación con datos reales de indisponibilidades del 2008.

El escenario tres y cuatro utiliza la configuración futura de la red de transmisión al finalizar las obras del plan de expansión, uno en época seca y el otro en época lluviosa, y evalúa de igual manera los beneficios presentados al cumplir la normativa en comparación con datos reales de indisponibilidades del 2008.

Para cada uno de los casos mencionados anteriormente, se realizaron estudios de confiabilidad y estudios de flujo de carga, obteniéndose, para cada

caso, desde el punto de vista de confiabilidad, la Energía no Suministrada y su costo asociado.

Los resultados del estudio evidencian que el SNI es poco confiable respecto a la calidad del servicio por lo que se hace necesario realizar planes de expansión que incluyen: construcción de subestaciones y líneas de transmisión nuevas, así como la adecuación de las existentes. También se comprueba que el cumplimiento de las NTCSTS produce un beneficio económico en cada uno de los escenarios.

Como propuesta para mejorar los niveles de calidad de la red de transmisión, se propone realizar una modificación al cálculo de las sanciones por indisponibilidades; de manera que se incluya dentro de este cálculo la cantidad de energía no suministrada y el número de usuarios afectados por la indisponibilidad. Como tercera propuesta se sugiera mejorar la coordinación de protecciones en la red de transmisión.

En el capítulo uno se presentan los antecedentes de los sistemas eléctricos: sus orígenes, evolución, componentes y funcionamiento. En el segundo capítulo se presenta un resumen del sistema eléctrico nacional y el entorno legal bajo el cual se rige la estructura del mismo, configuración actual de la red de transmisión, planes de expansión, así como la forma de operar del mercado eléctrico. El capítulo tres presenta las premisas del estudio de confiabilidad: indicadores de confiabilidad, metodología del estudio, escenarios, configuración de parámetros, etc. Finalmente, el cuarto capítulo presenta los resultados del estudio y los beneficios de cumplir con la normativa.

OBJETIVOS

General

Realizar un estudio de confiabilidad de la Red de Transmisión del Sistema Nacional Interconectado de Guatemala.

Específicos

1. Analizar distintos escenarios para el estudio de confiabilidad de la red de transporte.
2. Determinar los índices de confiabilidad bajo los cuales se encuentra operando el Sistema Nacional Interconectado.
3. Determinar los índices de confiabilidad bajo los cuales estará operando el Sistema Nacional Interconectado cuando finalicen las obras del plan de expansión del sistema de transporte.
4. Determinar los beneficios que se obtendrían al respetar los índices de indisponibilidad máximos permitidos en las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones.

INTRODUCCIÓN

La confiabilidad de un equipo o sistema, de cualquier naturaleza, está relacionada con la habilidad o capacidad de realizar una tarea específica; garantizando calidad en el producto.

La función de un sistema de suministro de energía eléctrica consiste en producir, transmitir y distribuir la energía eléctrica en forma segura para satisfacer la demanda de los consumidores con los mínimos costos posibles cumpliendo requisitos de calidad técnica y con un adecuado nivel de confiabilidad. El nivel de confiabilidad se mide a través de la continuidad del servicio, por tal motivo las líneas de transmisión deben estar diseñadas de manera que cumplan con estándares de calidad para asegurar el suministro de energía hacia los centros de carga.

El sistema nacional de transporte requiere de un análisis de confiabilidad con el objeto de determinar en qué niveles de confiabilidad se encuentra operando actualmente, qué niveles de energía no suministrada posee, para que de esta manera se pueda proceder a la validación de alternativas de planes de expansión, garantizando la calidad, seguridad y suficiencia en el suministro de energía eléctrica.

El trabajo realizado comprende la simulación de la Red de Transmisión del Sistema Nacional Interconectado actual en diferentes casos, uno de ellos siguiendo los índices máximos de indisponibilidad establecidos en las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones, NTCSTS, y el otro con datos reales de indisponibilidades para la red de transmisión en el 2008;

ambos para la época seca y lluviosa. También se trabajarán para la configuración actual del sistema y para la configuración que tendrá la red al finalizar las obras del plan de expansión del sistema de transporte.

Estos resultados servirán para conocer el actual funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado, los beneficios que se obtendrían al respetar las normas y para el desarrollo de futuros planes de expansión. El análisis de estos resultados es el primer paso que se podrá utilizar para desarrollar un nuevo cálculo de sanciones para los transportistas en proporción al número y duración de indisponibilidades en un año.

1. ANTECEDENTES

1.1. Los sistemas de energía eléctrica

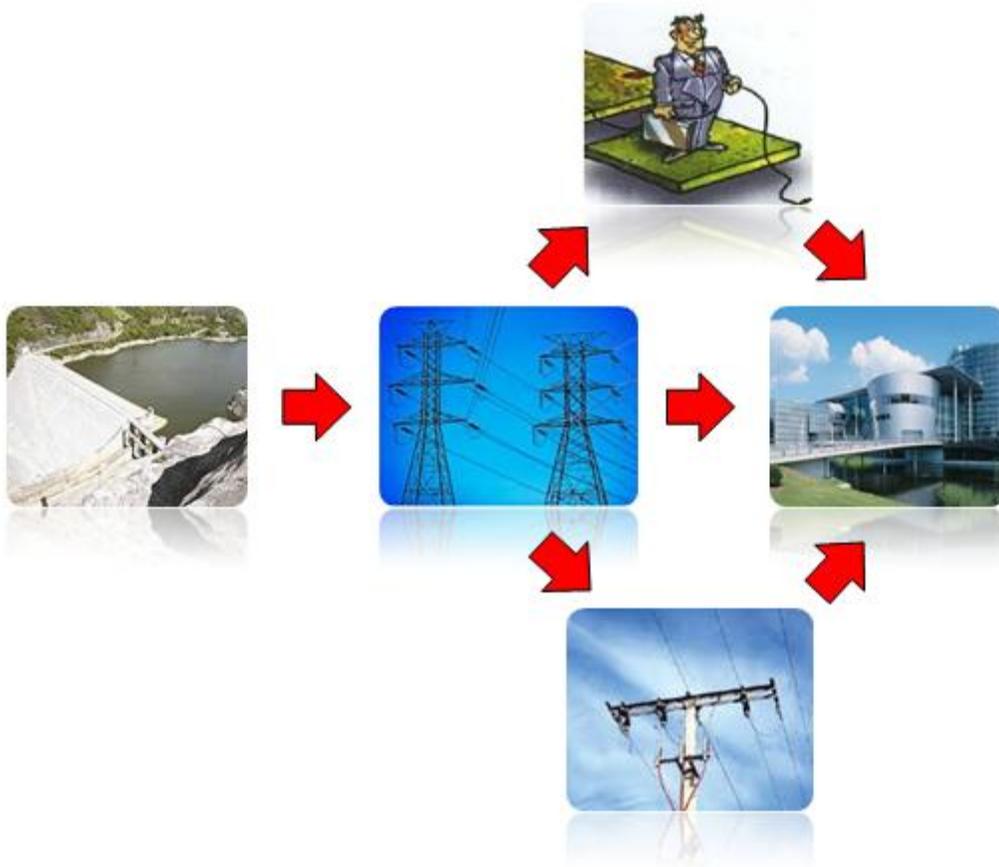
La electricidad se ha convertido hoy en día en los países desarrollados en una forma de energía imprescindible y con infinitud de usos, por ser versátil y controlable, a la inmediatez en su utilización y a la limpieza en el punto de consumo. En el ámbito residencial se emplea para proporcionar toda clase de servicios, desde los más básicos hasta los asociados al ocio y a un sinnúmero de comodidades (luz, refrigeración, climatización, cocinado, radio, televisión, electrodomésticos y equipo, ascensores, etc.).

Pero el uso de la electricidad está igualmente extendido en los ámbitos comercial e industrial: alumbrado, climatización, motores eléctricos con multitud de aplicaciones e industrias con una utilización específica e intensiva de la energía eléctrica, como las acerías con horno de arco o las empresas de producción de aluminio, donde la electricidad es una materia prima imprescindible.

Es muy difícil de reemplazar en la mayoría de sus usos y aplicaciones, por lo que puede afirmarse que la calidad de vida y el propio funcionamiento de las sociedades desarrolladas, depende de una forma significativa de la disponibilidad de la energía eléctrica. La electricidad se ha convertido en estas sociedades en un bien de consumo esencial.

La energía eléctrica se trata de un bien de consumo de características muy peculiares. En primer lugar no se almacena, a diferencia de la mayor parte de otros bienes de consumo, esta se debe de producir y transportar en el momento que está siendo consumida. Esta característica condiciona la configuración, planificación, operación, organización y gestión de los sistemas de energía eléctrica, así como el diseño de los mercados eléctricos.

Figura 1. **Componentes de un sistema eléctrico**



Fuente: elaboración propia.

Otra característica de la electricidad es que su transporte no se puede dirigir por caminos específicos, sino que esta fluye por las líneas de transmisión de acuerdo a las leyes de Kirchhoff, al contrario de otros bienes que se transportan por carreteras o tuberías sin ambigüedad respecto al trayecto. Dichas leyes imponen, además, una estrecha interdependencia entre las distintas vías de transporte de forma que cualquier perturbación en una línea o equipo de transporte provoca efectos colaterales significativos e inmediatos en los demás caminos alternativos. Por esto, la electricidad se inyecta a la red o se extrae de ella en diversos puntos.

La enorme utilidad de esta forma de energía ha impulsado la puesta a punto de gigantescos y sofisticados sistemas industriales, orientados a la producción, el transporte, y el consumo de la electricidad: los sistemas de energía eléctrica.

1.2. Evolución

Los primeros sistemas de luz eléctrica nacieron alrededor de 1870, y consistían en generadores individuales que alimentaban la instalación eléctrica de una única residencia.

1.2.1. Orígenes

Thomas Edison aumentó la escala del proceso de los primeros sistemas de luz eléctrica y utilizó un solo generador para alimentar muchas lámparas. En 1882, el primer generador de Edison, movido por una turbina de vapor, alimentó en corriente continua y una tensión de 100 voltios a una carga de 400 lámparas de aproximadamente 80 vatios cada una. Luego entra en funcionamiento una central de 60 kilovatios que generaba una tensión de 100

voltios en corriente continua. Rápidamente este esquema se adoptó por numerosas comunidades urbanas y rurales en todo el mundo.

En 1883, gracias a la invención del transformador, se puso de manifiesto la corriente alterna, que permitía elevar la tensión para poder reducir las pérdidas y las caídas de tensión en el transporte de electricidad. En 1884 se realizó el primer transporte en corriente alterna monofásica a 18 kilovoltios. El 24 de agosto 1891, en Alemania, se transmitió por primera vez corriente trifásica desde la central hidroeléctrica de Lauffen a un punto situado a 175 kilómetros de ella; de ahí que este día fue fijado por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos –IEEE– (por sus siglas en inglés), como el inicio de la utilización industrial de la corriente alterna y de su transporte.

Debido a que la capacidad de transporte aumenta con el cuadrado de la tensión y que el costo por unidad de potencia decrece con la misma, es necesario superar barreras tecnológicas que limitan el uso de tensiones más elevadas. Para 1919 se habían alcanzado los 150 kilovoltios y en 1922 entró en servicio la primera línea de transmisión a 245 kilovoltios.

Algunos países, entre los que se encuentran Estados Unidos, Canadá, Centro América y los países septentrionales de América del Sur, adoptaron una frecuencia de 60 hertz, mientras que en Europa, África y el resto de los países de Sur América adoptaron los 50 hertz. A pesar que en 1906 se creó la Comisión Electrotécnica Internacional, con el objetivo de normalizar los equipos eléctricos, no se logró unificar la frecuencia que hasta la fecha sigue dividida.

Las ventajas de conectar entre si los sistemas aislados se hicieron pronto patentes. La fiabilidad y confiabilidad de cada uno de los sistemas aumenta, se reduce la necesidad de contar con capacidad de generación en reserva, permiten utilizar en cada momento las plantas de generación más económicas para cubrir la demanda.

1.2.2. Organización del Sector Eléctrico

La gran pregunta de cómo se organiza el sector encargado de planificar, operar y mantener los sistemas de energía eléctrica, ha ido evolucionando su respuesta con el pasar del tiempo, adaptándose al desarrollo tecnológico y a las teorías económicas del momento y lugar.

Las primeras aplicaciones industriales de la electricidad fueron de carácter local, con un generador que alimentaba un conjunto de cargas de iluminación. De esta manera se fueron desarrollando, por iniciativa privada o pública, sistemas aislados dedicados a la iluminación y un poco después al funcionamiento de motores eléctricos.

La incorporación de la variable ambiental dentro de la gestión empresarial es en la actualidad una exigencia necesaria para garantizar el éxito de las empresas. Con el objeto de mantener su crecimiento y rentabilidad, la organización debe identificar el impacto que los cambios ambientales pueden tener sobre sus productos, servicios, mercados y clientes, y ante esta premisa, velar porque exista un compromiso para preservar el medio ambiente y que el mismo se cumpla.

1.3. Puntos de vista tecnológico, económico y regulador

Se puede decir que a lo largo de la breve descripción que se ha llevado a cabo acerca de la organización de los sistemas eléctricos se ha ido derivando desde el contexto tecnológico es decir, el comportamiento físico del sistema, hacia el contexto económico en el cual se toma en cuenta el uso eficiente de los recursos materiales y humanos involucrados en todo el proceso desde la generación hasta el consumo de la electricidad; terminando con el contexto regulador en donde se establece el marco normativo o legal en el cual se deben de desarrollar todas las actividades anteriores.

La operación y planificación de los sistemas de energía eléctrica es una actividad que sólo puede ser comprendida y desarrollada desde un contexto que supera al tecnológico y que es más bien el desarrollo de un ámbito en el cual se optimicen todos los puntos de vista.

1.3.1. El contexto tecnológico

El contexto tecnológico de los sistemas eléctricos de potencia, se refiere al comportamiento físico del sistema en conjunto y de sus componentes. La operación y planificación de estos sistemas es plenamente comprendida y desarrollada desde un contexto tecnológico.

1.3.1.1. Configuración y estructura de un sistema de energía eléctrica

Los sistemas de energía eléctrica han evolucionado de forma similar en todo el mundo, llegando todos a una estructura y configuración muy parecida; por el hecho de que tiene que existir un equilibrio instantáneo y permanente

entre la generación y la demanda. Cualquier contrat tiempo puede poner en peligro el equilibrio dinámico del conjunto, extendiéndose a todo el sistema por efecto dominó y poniendo en peligro el abastecimiento de la demanda en grandes extensiones del país.

Lo que diferencia la configuración y estructura de un sistema de energía eléctrica de otras actividades industriales son los sofisticados sistemas de control, supervisión y seguimiento en tiempo real y los elementos de protección. Las funciones de planificación y organización de la producción y el transporte adquieren una elevada especialización.

Los sistemas de energía eléctrica se estructuran en centros de producción, de transporte, de distribución y de consumo, además de los sistemas asociados como los sistemas de protección y los de control.

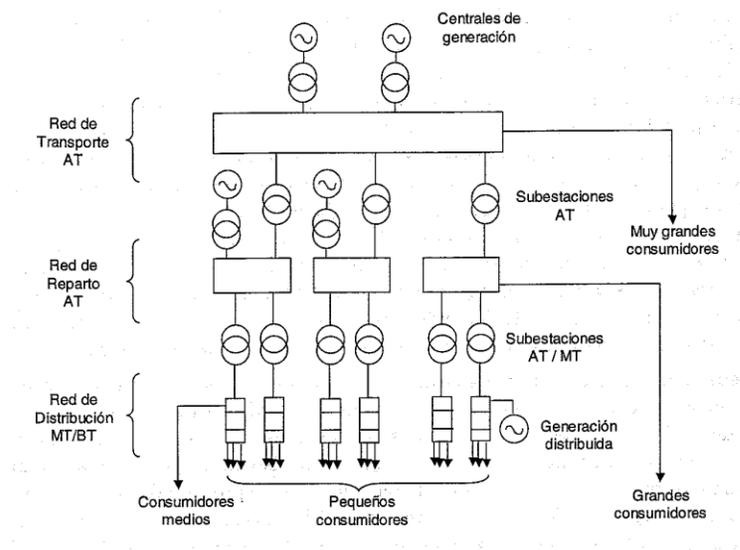
Las centrales de producción generan a tensiones de aproximadamente 5 y 20 kilovoltios; estas tensiones son transformadas a tensiones más elevadas. En el caso de Guatemala a 69, 138 y 230 kilovoltios, con el fin de optimizar su transporte por las líneas de transmisión evitando pérdidas de energía. La red de transporte conecta entre sí a todos los centros de producción y consumo adoptando una configuración mallada.

En el caso de Guatemala la red de transmisión es de tipo radial; por lo que se ha planificado la expansión de dicha red para que se pueda obtener una mayor confiabilidad, creando caminos alternos para evacuar y recibir energía en el caso que existan fallas en algunas líneas y de esta manera minimizar las pérdidas de suministro.

Las subestaciones son las encargadas de unir las líneas de transporte de energía, transforman tensiones y centralizan equipos de medida y protección de todo el sistema de transporte; desde ellas salen redes que trabajan a mediana tensión (69, 34.5 kilovoltios) que a su vez abastecen otras redes conocidas como redes de distribución que son las encargada de abastecer de energía eléctrica a los consumidores a tensiones menos peligrosas (13,800, 220 voltios en Guatemala).

Los consumidores se conectarán al nivel de tensión que les corresponda dependiendo de su tamaño en cuanto a su consumo de energía; por lo tanto hay consumidores que se encuentran conectados a la red de alta tensión así como a la de media y baja tensión. Asimismo, existen generadores que poseen un nivel bajo de producción; estas se encuentran conectadas a la red de distribución y son llamados GDR´s –Generadores Distribuidos Renovables–.

Figura 2. **Configuración y estructura de un sistema**

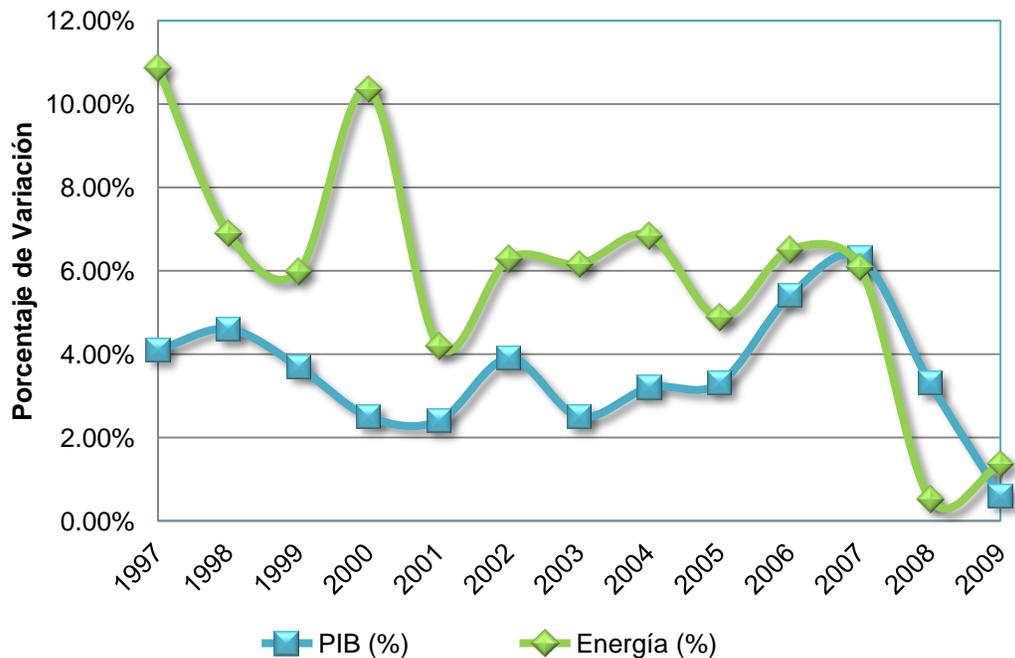


Fuente: GÓMEZ EXPÓSITO A. Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica. p. 12.

1.3.1.2. Demanda

El consumo de energía ha mantenido un crecimiento sostenido desde el inicio. La creación de estándares para el producto ha permitido el desarrollo de los equipos alimentados eléctricamente. Los índices de la demanda constituyen uno de los elementos más indicativos del desarrollo industrial de un país; este muestra un significativo paralelismo con los índices de crecimiento del Producto Interno Bruto –PIB–. Esto nos permite tener una señal del desarrollo social de un país. La siguiente gráfica refleja claramente el consumo de energía eléctrica en relación al PIB de Guatemala.

Figura 3. **Energía eléctrica en relación al producto interno bruto**



Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Perspectivas de mediano plazo para el suministro de electricidad del Sistema Eléctrico Nacional. p. 25.

La falta de suministro y la calidad de la energía han adquirido gran importancia, exigiendo a las empresas que proporcionan el servicio. El consumo y los consumidores serán cada vez más exigentes en esta materia y los encargados de la regulación del sector eléctrico lo introducen en sus leyes y normativas. El saber diseñar adecuadamente un servicio económicamente eficiente y a la vez de calidad, es uno de los retos importantes de las nuevas regulaciones.

En Guatemala, existen las normas técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE–. Las Normas Técnicas del Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones y la Norma Técnica para la Expansión del Sistema de Transmisión, las cuales serán ampliadas más adelante.

Algunos de los aspectos que caracterizan y definen la calidad técnica del suministro son:

- Cortes de suministro: las interrupciones en el suministro pueden ser gravemente perjudiciales para el consumo. Estas pueden ser de muy corta duración, muchas veces producidas por reenganches de interruptores después de un cortocircuito transitorio, o de larga duración.
- Huecos de tensión: son bajadas transitorias de la tensión provocadas por cortocircuitos y fallas, o por arranques de motores que al consumir mayor intensidad en el momento del arranque provocan caídas de tensión en la red. Ciertos equipos son sensibles a estas caídas.
- Armónicos en la onda de tensión: estas son distorsiones en forma senoidal provocadas por la saturación de los materiales ferromagnéticos, por ejemplo, en los transformadores o generadores.

- Flicker: son oscilaciones en la amplitud de la tensión provocadas normalmente por cierto tipo de cargas. Los hornos de arco y los equipos electrónicos con tiristores suelen provocar este efecto. Este es un problema delicado de resolver, pues depende de las propias cargas.
- Sobretensiones: aumento de la tensión provocada por cortocircuitos, fallas, rayos, o cualquier otro fenómeno que pueda dañar gravemente a los elementos de consumo.

Para el estudio de confiabilidad se tomaron en cuenta la cantidad de fallas en las líneas de transmisión del Sistema Nacional Interconectado –SNI– y la duración de las mismas.

1.3.1.3. Generación

La electricidad necesaria para satisfacer la demanda se genera en centros de producción denominados centrales eléctricas. Básicamente estas se encargan de transformar una fuente primaria de energía en energía eléctrica. Se genera un sistema trifásico sinusoidal de tensiones, con una frecuencia (60 hertz en América del Norte y Central y en Brasil y 50 hertz en Europa y buena parte de Sudamérica) y amplitud de onda estrictamente estandarizadas y controladas.

Existen distintos tipos de tecnologías que se encuentran asociadas al tipo de combustible que utilizan. En Guatemala, la capacidad instalada en su mayoría son centrales hidráulicas y térmicas. Las centrales hidráulicas utilizan como fuente de energía primaria el agua, que energéticamente se expresa en términos de caudal y velocidad. En las centrales térmicas la energía primaria es un combustible fósil, su funcionamiento es básicamente la quema del

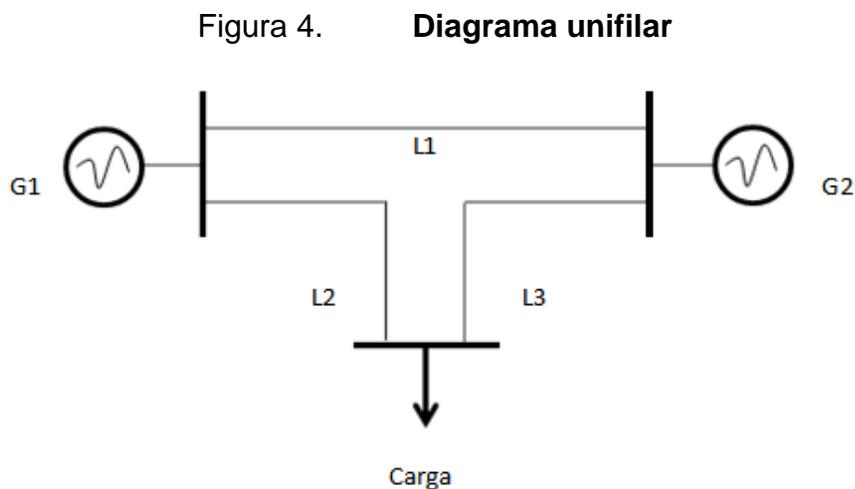
combustible en una caldera en la cual se produce vapor de agua, el cual es transformado a través de la turbina de vapor en energía mecánica y ésta en energía eléctrica gracias al generador.

1.3.1.4. Transmisión

La red de transporte es la encargada de conectar los grandes centros de producción con los núcleos de demanda. Esta red necesita transportar grandes cantidades de energía a largas distancias y es por esto que debe ser a muy alta tensión y así disminuir las pérdidas.

La topología del sistema de transmisión dependerá de la ubicación de la demanda, de la ubicación de la generación y de las características de seguridad que se le requiera al sistema.

Es usual esquematizar las redes de transmisión mediante esquemas unifilares como el que se muestra a continuación.



Fuente: elaboración propia.

Las subestaciones (o las barras) se representan mediante líneas gruesas. En estas se encuentran conectados los generadores y transformadores, a los cuales estará conectada la demanda. Las líneas unen las diferentes estaciones.

El sistema de transporte en Guatemala lo integran siete empresas: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE), Transportista Eléctrica Centroamericana, S.A. (TRELEC), Transportista de Electricidad de Centro América, S.A. (TRECASA), RECSA, Duke Energy Transmission, Transnova, Transportista Eléctrica de Occidente.

1.3.1.5. Distribución

Esta es una red de menor tensión que la de transporte, presenta una estructura mallada pero se opera radialmente por razones económicas. En esta red se vuelve a transformar la tensión para alimentar en baja tensión a los consumidores domésticos, comerciales, etc.

La distribución se hace en media tensión (MT: mayor o igual a 1 kilovoltio y menor o igual a 60 kilovoltios) y en baja tensión (BT: menor a 1 kilovoltio). Dependiendo de criterios económicos podrán existir diversos niveles de tensión en cada sistema.

Dependiendo del nivel de seguridad que se requiera en el abastecimiento, la red podrá ser mallada; lo será más en los niveles de tensión mayores. En los tramos finales también podrá haber cierto grado de redundancia, pero la operación será casi siempre radial.

En Guatemala la red de transmisión está formada por tres grandes empresas: Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A., Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A. y Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A.

1.3.2. El contexto económico

El contexto económico es el que atiende a la gestión eficiente de los recursos materiales y humanos; involucrados en la producción, transporte, distribución, comercialización y consumo de la electricidad.

1.3.2.1. El sector eléctrico y la actividad económica

Con el crecimiento de transacciones comerciales que ha traído consigo el proceso de reestructuración y liberalización del sector eléctrico, la electricidad será pronto el producto comercial con un mayor volumen de transacciones en el mundo. El consumo eléctrico viene a suponer cerca de un 15 por ciento del consumo total mundial de energía, siendo el uso directo del petróleo un 41 por ciento, el del gas natural un 16 por ciento, el de los renovables y biomasa un 17 por ciento y el del carbón un 11 por ciento.

1.3.2.2. Planificación y operación del sistema

La planificación y la operación real de un sistema eléctrico son el resultado de una compleja cadena de toma de decisiones.

Las decisiones de expansión y operación de un sistema eléctrico deben guiarse por consideraciones de eficiencia económica de manera que se minimice el costo de proporcionar energía eléctrica con una calidad

satisfactoria. Es necesario tener presente consideraciones técnicas para asegurar la viabilidad física del suministro eléctrico.

Figura 5. **Planificación del sistema**



Fuente: elaboración propia.

Figura 6. **Criterios de operación del sistema**



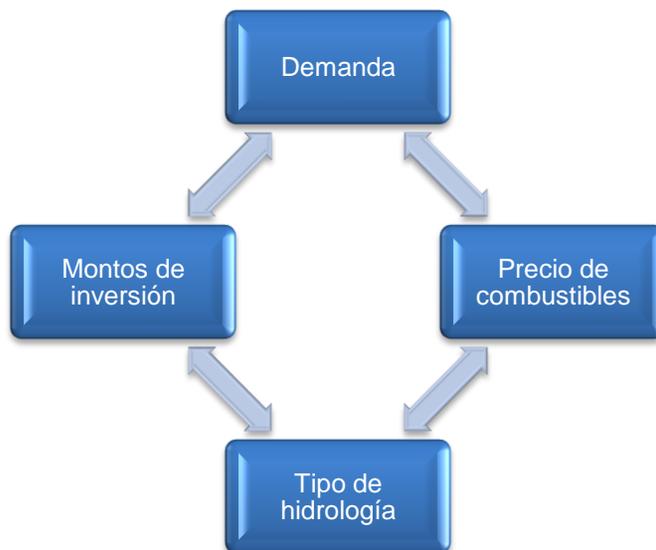
Fuente: elaboración propia.

1.3.2.3. Expansión del sistema

El Administrador del Mercado Mayorista, tiene la responsabilidad de decidir, controlar y vigilar la operación del sistema eléctrico. El Ministerio de Energía y Minas, es el encargado de elaborar planes de expansión del sistema tanto en lo que se refiere a la instalación de nueva capacidad de generación como a las líneas o equipos de la red de transporte.

El problema de la expansión del sistema es de gran complejidad e involucra aspectos variados; se le ve desde la perspectiva de un planificador que controla absolutamente el sistema, como desde la perspectiva de generadores independientes que deciden sus inversiones o desde el punto de vista de regulación. Básicamente este es un problema de toma de decisiones bajo incertidumbre.

Figura 7. Aspectos considerados en la expansión del sistema



Fuente: elaboración propia.

Independientemente de si se trata de una expansión centralizada o en manos de agentes privados, la operación del sistema es habitualmente hecha en forma centralizada con el objetivo de lograr la operación de mínimo costo. Es importante conocer en detalle los criterios con los cuales se hace la operación.

No existe una forma estándar de organizar la planificación y la operación de los sistemas eléctricos. Sin embargo, todos responden a una jerarquía en la toma de decisiones con una estructura similar a la siguiente.

Figura 8. **Jerarquía en toma de decisiones**



Fuente: elaboración propia.

1.3.3. El contexto regulador

El mercado eléctrico al igual que el de algunos otros servicios públicos, ha sufrido profundos cambios en su organización en casi todo el mundo a partir de la década de 1980. La electricidad era provista por empresas monopólicas, generalmente públicas, que abarcaban las distintas etapas del proceso productivo: generación, transmisión, distribución y comercialización. Detrás de esta organización de los mercados se encuentra una cierta conceptualización de las condiciones de oferta y demanda en estos mercados que se resumen en la idea de que los mismos constituían monopolios naturales.

La reforma regulatoria requirió una intervención pública diferente a la existente anteriormente. Antes de la misma, el estado regulaba la forma en que se proveían los servicios directamente a través de la operación de una empresa pública monopólica o a través de la regulación directa de los precios en los casos en que el servicio se brindara por empresas privadas monopólicas. Con la transformación de la actividad de generación la intervención del estado puede parecer que disminuye en cuanto hay una actividad del mercado que ya no es necesario regular; no obstante el estado deberá velar por el desarrollo efectivo de la competencia en esta actividad para lo cual tendrá que desarrollar intervenciones específicas que no eran usuales.

La regulación puede definirse como un sistema que permite a un gobierno formalizar e institucionalizar sus compromisos de proteger a los consumidores e inversores en un determinado sector industrial. El sector eléctrico ha adoptado en los distintos países formatos variados de organización y de propiedad, privada o pública, ya sea esta municipal, provincial o estatal.

Las características tecnológicas y económicas de la industria eléctrica que condicionan el diseño de los planteamientos regulatorios que le son aplicables son los siguientes.

- Las infraestructuras necesarias para producir, transportar y distribuir electricidad tienen un costo muy elevado, son específicas y muy duraderas.
- La energía eléctrica tiene el carácter de esencial para los consumidores, por lo que existe una gran sensibilidad social ante su eventual carencia o falta de calidad.
- La energía eléctrica no es almacenable económicamente en cantidades significativas, por lo que su producción ha de estar adaptada instantáneamente a su demanda.
- La operación real de un sistema eléctrico es el resultado de una compleja cadena jerarquizada de toma de decisiones.
- El suministro de electricidad integra actividades con claras condiciones de monopolio natural (los servicios de red de transporte y de distribución o la operación del sistema) con otras que admiten la competencia (la generación y la comercialización).

1.3.3.1. La nueva regulación eléctrica

La nueva regulación eléctrica parte de un postulado básico: que es posible la existencia de un mercado mayorista de energía eléctrica al que todas las entidades generadoras, existentes y nuevas, así como todas las entidades

consumidoras, directa o indirectamente, puedan acudir. El núcleo principal de este mercado mayorista es típicamente un mercado de oportunidad de electricidad, con relación al cual o como alternativa al mismo, se establecen contratos de mediano y largo plazo de diversos tipos, e incluso mercados organizados de derivados eléctricos. Los agentes que realizan transacciones en estos mercados son los generadores, consumidores y diferentes empresas comercializadoras.

La nueva regulación ha de ocuparse también de otros muchos aspectos, tales como: operación técnica del sistema, las redes de transporte y distribución es sus diversos aspectos de acceso, expansión, retribución, asignación de peajes, calidad de servicio, etc.

1.3.3.2. Naturaleza de las actividades eléctricas

Una primera clasificación de carácter general permite agrupar las actividades en las categorías básicas de producción, de red, de intermediación o transacción y de coordinación, además de otras complementarias de las anteriores, como medición o facturación.

La tabla I, presenta un posible desglose detallado de actividades de acuerdo a esta clasificación.

Es preciso partir de una descomposición como ésta para poder realizar un correcto planeamiento regulatorio. Por ejemplo, la planificación de la expansión de la red de transporte, debido al carácter de monopolio natural de esta red y a su significativa influencia sobre las condiciones del mercado eléctrico, es una actividad que debe ser regulada de alguna forma. Por el contrario, decididas las características y la fecha de entrada en funcionamiento de una nueva

instalación, su construcción puede ser asignada por algún procedimiento de concurso, en el caso de Guatemala por licitaciones abiertas, de calidad y precio.

Figura 9. **Clasificación de las actividades eléctricas**

Generación	<ul style="list-style-type: none"> • Generación en régimen ordinario • Generación en régimen especial • Servicios complementarios
Red	<p>Transporte</p> <ul style="list-style-type: none"> • Planificación de la expansión • Construcción • Planificación del mantenimiento • Mantenimiento • Operación del transporte <p>Distribución</p> <ul style="list-style-type: none"> • Planificación de la expansión • Construcción • Planificación del mantenimiento • Mantenimiento • Operación del transporte
Transacción	<p>Mercado Mayorista</p> <ul style="list-style-type: none"> • Contratación libre • Contratación estandarizada • Intercambios internacionales <p>Mercado Minorista</p> <ul style="list-style-type: none"> • Comercialización a consumidores con capacidad de elección • Comercialización a consumidores sin capacidad de elección <p>Actividades complementarias</p> <ul style="list-style-type: none"> • Liquidación • Facturación • Medición
Coordinación	<ul style="list-style-type: none"> • Operación técnica del sistema eléctrico • Operación del mercado organizado

Fuente: GÓMEZ EXPÓSITO, A. Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica. p. 48

1.3.4. Separación de actividades

La regla básica sobre separación de actividades en la nueva regulación es que un mismo sujeto no debe realizar simultáneamente actividades reguladas y actividades abiertas en competencia. No es aceptable el apoyo que pueda brindar la actividad regulada a la competitiva, de igual forma, tampoco es admisible que el riesgo de la actividad competitiva se transfiera a la regulada ya que recae como última instancia sobre los consumidores sin capacidad de elección.

En Guatemala las actividades son: generación, transmisión, distribución y comercialización. Para una correcta transparencia en las actividades reguladas se requiere que exista al menos una separación contable entre las unidades de negocio.

2. SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL

El marco regulatorio sobre el cual gira el sector eléctrico de Guatemala se basa en un modelo de mercado competitivo; este modelo permite el acceso al sistema nacional interconectado a cualquier persona individual o jurídica que lo desee. Para esto se establece un sistema equilibrado de precios de oferta y demanda lo cual hace posible condiciones de competencia. Los precios son fijados por el ente regulador cuando se da la existencia de monopolios naturales.

En el sector eléctrico guatemalteco se distinguen tres segmentos: generación, transmisión y distribución. La generación se lleva a cabo en un contexto libre y competitivo conformado por un mercado de oportunidad que se basa en el despacho de energía a costo marginal y por un mercado de contratos en donde se pacta libremente las condiciones en lo que se refiere al plazo, el precio y la cantidad de potencia a contratar. Las actividades de transmisión y distribución son reguladas por las normas que emite el ente regulador del sistema.

2.1. Marco legal

El marco legal con el cual se rige el subsector eléctrico se basa en lo siguiente:

- Ley General de Electricidad, Decreto número 93-96.

- Reglamento de la Ley General de Electricidad, Acuerdo Gubernativo número 256-97 y sus reformas.
- Normas técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y sus anexos.
- Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, Acuerdo Gubernativo número 299-98 y sus reformas.
- Normas de coordinación comercial y operativa del Administrador del Mercado Mayorista.

La Ley General de Electricidad, es la ley fundamental en materia de electricidad y se sustenta a través de los principios que a continuación se detallan:

- Es libre la generación de electricidad y no se requiere para ello autorización o condición previa por parte del Estado, más que las reconocidas por la Constitución Política de la República de Guatemala y las leyes del país. No obstante, para utilizar con estos fines los que sean bienes del Estado, se requerirá de la respectiva autorización del Ministerio, cuando la potencia de la central exceda de 5 MW.
- Es libre el transporte de electricidad, cuando para ello no sea necesario utilizar bienes de dominio público; también es libre el servicio de distribución privada.

- El transporte de electricidad que implique la utilización de bienes de dominio público y el servicio de distribución final de electricidad, estarán sujetos a autorización.
- Son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad, con la excepción de los servicios de transporte y distribución, sujetos a autorización. Las transferencias de energía entre generadores, comercializadores, importadores y exportadores que resulten de la operación del Mercado Mayorista, estarán sujetas a regulación en los términos de la Ley General de Electricidad.

2.1.1. Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones –NTCSTS–

El objetivo principal de estas normas es establecer los índices de referencia para calificar la calidad con que se proveen los servicios de energía eléctrica en el sistema de transporte en el punto de entrega, las tolerancias permisibles, los métodos de control y sanciones respecto a los siguientes parámetros:

- Calidad del producto por parte del transportista
- Incidencia de los participantes en la calidad del producto
- Calidad del servicio técnico
 - Disponibilidad forzada de líneas
 - Disponibilidad del equipo
 - Disponibilidad programada
 - Desconexiones automáticas
 - Reducción de la capacidad de transporte

2.1.1.1. Categoría de las líneas

La categoría en la que se encuentra cada línea se indica en el artículo 56 de la NTCSTS, esta será actualizada de acuerdo a estudios que para el efecto haga el Administrador del Mercado Mayorista, en función de cambios en la topología del SNI.

Categoría A: está comprendida por el sistema principal y las siguientes líneas del sistema secundario, con sus equipos asociados: Chixoy - Guatemala Norte 1 y 2, Escuintla 2 – Sidegua, Escuintla 2 – Enron, Escuintla 2 – Tampa, Escuintla 2 – Central Generadora Eléctrica San José, Escuintla 2– Aguacapa.

Categoría B: está comprendida por las líneas del sistema secundario y su equipo asociado, con generación directamente conectada, excepto las incluidas en la categoría A.

Categoría C: esta comprendida por las restantes líneas del sistema secundario y su equipo asociado, no incluidas en las categorías A Y B.

2.1.1.2. Índices de calidad de indisponibilidad forzada

De acuerdo al artículo 44 de las NTCSTS se establece que: la calidad del servicio técnico del transportista respecto de la indisponibilidad forzada de líneas de transmisión, dependerá de la categoría y tensión de las líneas y se evaluará en función del número de salidas o indisponibilidad forzada, la duración total de la indisponibilidad forzada de cada línea, y los sobrecostos por restricciones ocasionados.

El número total de indisponibilidades o salidas forzadas de la línea i, $NTIFLi$, durante el período de control es:

Figura 10. **Número total de indisponibilidades de la línea i**

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

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. NTCSTS. p. 191.

Donde:

n: número total de indisponibilidades forzadas de la línea i,

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

La duración total de indisponibilidad forzada de la línea i, $DTIFLi$, durante el período de control es:

Figura 11. **Duración total de indisponibilidad forzada de la línea i**

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

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. NTCSTS. p. 191.

Donde:

n: número total de indisponibilidades forzadas de la línea i

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

2.1.1.3. Tolerancia de la tasa de indisponibilidad forzada

El Capítulo III, Artículo 46 de las NTCSTS establece que la tolerancia a la indisponibilidad forzada, para cada una de las líneas de transmisión, dependerá de la categoría y del nivel de tensión, según lo indicado en la siguiente tabla II.

Tabla I. **Número total de indisponibilidades forzadas**

Categoría	Tensión kV	NTIF
A, B y C	230	2
	138	3
	69	3

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. NTCSTS. p. 192.

Donde:

NTIF: tolerancia al número total de indisponibilidades forzadas para cada línea, por año.

2.1.1.4. Tolerancia de la duración total de indisponibilidad forzada

El Capítulo III, Artículo 47 de la NTCSTS establece que la tolerancia de la duración total de indisponibilidad forzada, para cada una de las líneas, en función de la categoría de la línea y del nivel de tensión, será la indicada en la siguiente tabla:

Tabla II. **Duración total de indisponibilidad forzada**

Categoría	Tensión kV	DTIF (minutos)
A, B y C	230	180
	138	300
	69	300

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. NTCSTS. p. 192.

Donde:

DTIF: tolerancia a la duración total de las indisponibilidades forzadas para cada línea, por año.

2.1.1.5. Sanción por indisponibilidad forzada

Para cada línea, en la que se superen las tolerancias correspondientes a la tasa de indisponibilidad o a la duración total de indisponibilidad forzada, la sanción se determinará de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

Si el número total de indisponibilidades forzadas es mayor que la tolerancia correspondiente, la sanción para cada línea i , es igual a:

Figura 12. **Sanción por el número total de indisponibilidad**

$$SNTIFL_i = [NTIFL_i - NTIF] \times \frac{DTIFL_i}{NTIFL_i} \times k \times \frac{RHT}{60}$$

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. NTCSTS. p. 192.

Si la duración total de indisponibilidad forzada es mayor que la tolerancia correspondiente, la sanción para cada línea i , es igual a:

Figura 13. **Sanción por la duración total de indisponibilidad**

$$SDTIFL_i = [DTIFL_i - DTIF] \times k \times \frac{RHT}{60}$$

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. NTCSTS. p. 192.

La sanción total, para el período de control será:

Figura 14. **Sanción total**

$$ST = SNTIFL_i + SDTIFL_i$$

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. NTCSTS. p. 192.

Donde:

SNTIFL _{i} : sanción por el número total de indisponibilidad forzada para la línea i . (Quetzales).

SDTIFL _{i} : sanción por la duración total de indisponibilidad forzada para la línea i . (Quetzales).

NTIF: tolerancia al número total de indisponibilidades forzadas.

NTIFL _{i} : número total de indisponibilidades forzadas, para la línea i .

DTIF: tolerancia a la duración total de indisponibilidad forzada.

DTIFL _{i} : duración total de indisponibilidad forzada, para la línea i .

RHT: remuneración horaria del transportista, según el artículo 132 del reglamento de la ley general de electricidad.

- ST: sanción total, para el período de control.
k: coeficiente según la categoría de la instalación.

Tabla III. **Coeficiente k, según categoría**

Categoría	Factor k
A	2
B	1
C	0,5

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. NTCSTS. p. 192.

Para fallas o indisponibilidades de larga duración el valor de k, se incrementa en un cincuenta por ciento.

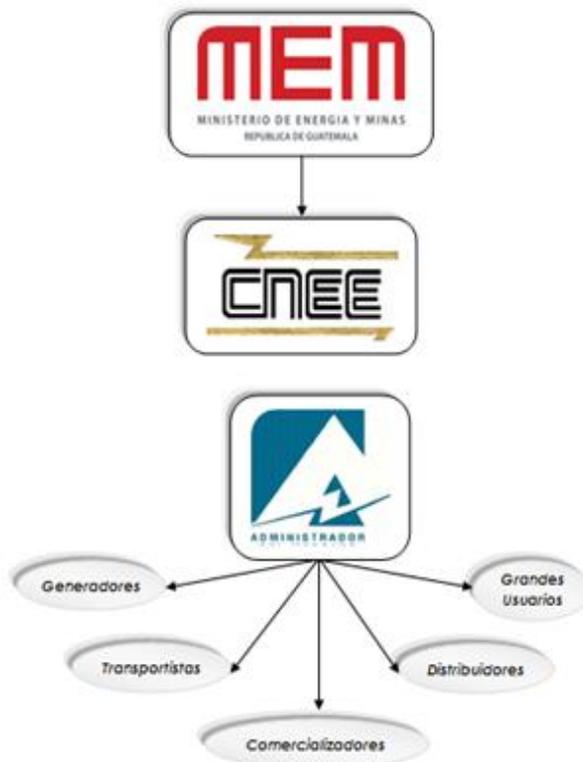
2.2. Estructura del Mercado Eléctrico Nacional

El sector eléctrico guatemalteco se encuentra estructurado de la siguiente manera:

Ministerio de Energía y Minas –MEM–: es el órgano del estado responsable de elaborar y coordinar políticas energéticas, planes de estado y programas indicativos relativos al sector eléctrico. Encargado de velar que el proceso de autorización de instalación de centrales y prestación del servicio de transporte y distribución se realice conforme a la ley.

Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE–: Ente regulador del sub-sector eléctrico responsable de velar por el cumplimiento de la ley general de electricidad y sus reglamentos, con funciones de planificación; licitando nueva generación y ampliando el sistema de transporte para satisfacer las necesidades del SNI. Crea condiciones de acuerdo a lo establecido en la ley para que cualquier persona individual o jurídica pueda desarrollar las actividades de generación, transmisión, distribución o comercialización; fortaleciendo estas actividades con la emisión de normas técnicas. Encargado de definir las tarifas eléctricas y de su metodología de cálculo.

Figura 15. Estructura del sector



Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Perspectivas de mediano plazo. p. 20.

Administrador del Mercado Mayorista –AMM–: Es una empresa privada sin fines de lucro que se encarga de realizar el despacho, programación de la operación y la coordinación del SNI, dentro de los requerimiento de calidad del servicio y suministro. Esta encargado de todas las transacciones comerciales del mercado mayorista. Tiene como objetivo asegurar el correcto funcionamiento del SNI y sus interconexiones.

2.3. Demanda firme y oferta firme eficiente

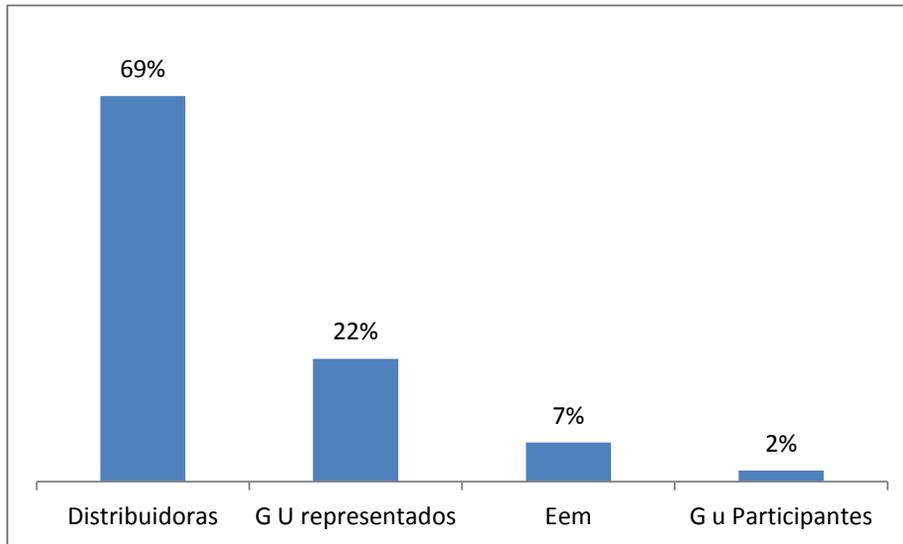
La demanda firme es la demanda de potencia calculada por el AMM que debe ser contratada por cada distribuidora o gran usuario.

Tabla IV. **Demanda firme 2011-2012**

Participantes	MW	%
Distribuidoras	1 094,54	69%
Grandes Usuarios representados	349,51	22%
EEM	109,48	7%
Grandes Usuarios participantes	24,94	2%
Total	1 578,47	100%

Fuente: elaboración propia.

Figura 16. **Demanda firme por participante**



Fuente: elaboración propia.

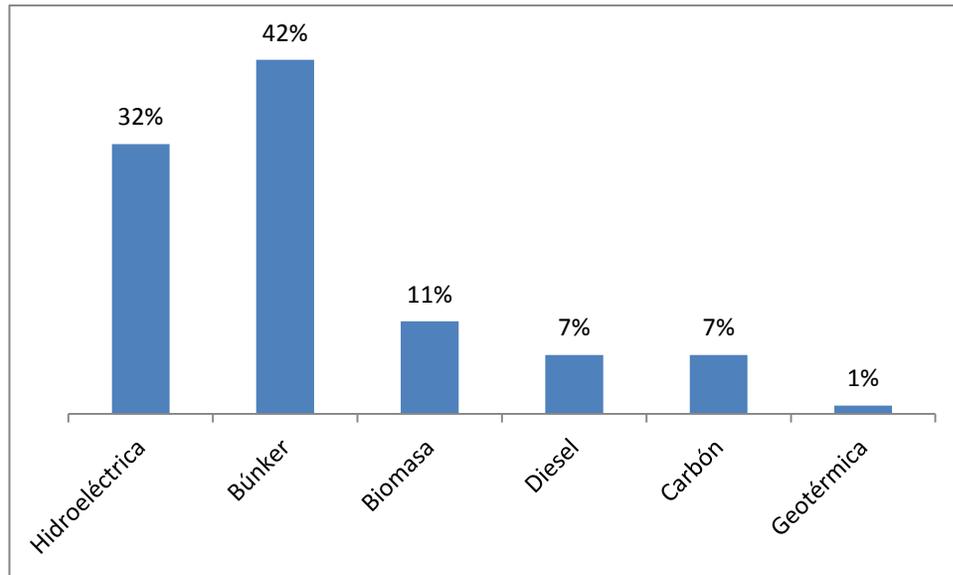
La oferta firme eficiente es la cantidad que una central generadora puede comprometer en contratos para cubrir demanda firme, y se calcula en función de su potencia máxima, de su disponibilidad y su eficiencia.

Tabla V. **Oferta firme eficiente 2010-2011**

	MW	%
Hidroeléctrica	609,42	32%
Búnker	813,55	42%
Biomasa	204,08	11%
Diesel	131,95	7%
Carbón	143,45	7%
Geotérmica	27,69	1%
Total	1 930,13	100%

Fuente: Fuente: elaboración propia.

Figura 17. **Oferta firme eficiente por tipo de combustible**



Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Perspectivas de mediano plazo. p. 23.

2.4. Sistema de transporte actual

El sistema de transmisión actual en Guatemala cuenta con una infraestructura que permite el abastecimiento de la energía eléctrica desde los principales centros de generación a los centros de consumo, como se muestra en la tabla VII. mediante una red de aproximadamente 1 063 kilómetros de longitud en tensiones de 138 y 230 kilovoltios, y una capacidad de transformación en 230 kilovoltios de 1 445 megavolt-amperio y 319 megavolt-amperio en 138 kilovoltios. para el nivel de voltaje de 69 kilovoltios son cerca de 2 687 kilómetros de líneas de transmisión que permiten abastecer a los sistemas de distribución y los grandes usuarios, la capacidad de transformación en 69 kilovoltios asciende a 760 megavolt-amperio.

Tabla VI. **Longitud de líneas del SNI por nivel de voltaje**

Voltaje (kV)	Longitud (km)
230	766
138	297
69	2 687
Total	3 750

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Perspectivas de mediano plazo. p. 24.

En Guatemala son siete las empresas que prestan el servicio de transporte de energía eléctrica, siendo las que tienen mayor número de kilómetros en propiedad la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del Instituto Nacional de Electrificación (ETCEE) y Transportista Eléctrica Centroamericana S.A. (TRELEC). No obstante, el sistema de transporte también cuenta con líneas de transmisión que son propiedad de agentes del Mercado Mayorista que tienen como objeto conectarlas al Sistema Nacional Interconectado.

El 87 por ciento de las líneas de 230 kilovoltios pertenecen a ETCEE, el 9 por ciento a TRELEC y el 4 por ciento a DUKE. El 53 por ciento de las líneas de 69 kilovoltios pertenecen a ETCEE, 26 por ciento a RECSA y 21 por ciento pertenecen a TRELEC. Las líneas de 138 kilovoltios pertenecen completamente a los activos de ETCEE.

Figura 18. Sistema de transporte actual



Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Perspectivas de mediano plazo. p. 29.

2.5. Expansión del sistema

Con estos planes se busca solucionar los problemas en la red de transporte, originados por el crecimiento de la demanda y la falta de inversión en el pasado; así como cumplir con los lineamientos y estrategias establecidas en la política energética aprobada por el MEM, priorizando el suministro de energía eléctrica mediante la utilización

2.5.1. Expansión del sistema de transporte

El plan de expansión del sistema de transporte –PET– contempla la entrada en operación de varios proyectos nuevos de generación, así como su ubicación de manera que el sistema de transporte tenga la capacidad de evacuar dicha generación y abastecer el crecimiento de la demanda; esto hace necesaria la construcción de refuerzos en la red de transmisión.

El enfoque del PET es la construcción de redes con una topología anillada o mallada, con la finalidad que el mismo cumpla con el criterio de seguridad operativa N–1. Esto quiere decir que al perder un elemento de la red, ésta pueda seguir con su operación normal.

Actualmente el SNI posee una topología radial, siendo vulnerable ante la pérdida de uno de sus elementos.

Las subestaciones están formadas por construcción de nuevas subestaciones y por ampliaciones y refuerzos a las actuales. El PET contempla también la necesidad de refuerzos en las líneas de 69 kilovoltios.

A noviembre de 2011 la construcción de las obras del PET, adjudicadas a la empresa Transportadora de Energía de Centro América, Sociedad Anónima –TRECOSA–, presenta un avance del 32 por ciento.

Tabla VII. **Obras del plan de expansión 2008–2018**

Anillo	Ubicación Geográfica	km.	Subestaciones
Metropacífico	Región Central y Sur	144	17
Hidráulico	Región Noroccidental	464,3	8
Atlántico	Región Nororiental	585	4
Oriental	Región Suroriental	55	4
Occidental	Región Suroccidental	146	7
Otras obras	Interconexión Guatemala-México		
TOTAL		1 394,3	40

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Planes de Expansión. p. 2.

2.5.2. Interconexión con México

Este proyecto consta de una línea de transmisión de doble circuito, dos conductores por fase calibre 1113 MCM ACSR en 400 kilovoltios, tendida sobre torres de celosía entre las subestaciones Tapachula y Los Brillantes, en Retalhuleu.

La línea de interconexión tiene una longitud de 103 kilómetros, de los cuales 71 están dentro del territorio de la República de Guatemala.

La capacidad de transformación en Los Brillantes es de 225 megavolt-ampere y se estima una capacidad inicial de transferencia entre México y Guatemala de 120 megavatios, pudiendo esta ser incrementada en el corto plazo a 200 megavatios.

2.5.3. Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central –SIEPAC–

La infraestructura del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central –SIEPAC– consiste en la ejecución de un sistema de transporte eléctrico regional que reforzará la capacidad de transmisión entre los países centroamericanos. El proyecto consta de la construcción de una línea de transmisión que operará en 230 kilovoltios de un circuito, aunque su diseño considera la posibilidad de un segundo circuito, que interconectará los sistemas eléctricos de los seis países del istmo.

El proyecto SIEPAC tiene dos objetivos principales:

- Apoyar la formación y consolidación progresiva del Mercado Eléctrico Regional –MER– mediante la creación y establecimiento de los mecanismos legales, institucionales y técnicos apropiados, que facilite la participación del sector privado en el desarrollo de las adiciones de generación eléctrica.
- Establecer la infraestructura de interconexión eléctrica (líneas de transmisión, equipos de compensación y subestaciones) que permita los intercambios de energía eléctrica entre los participantes del MER.

2.5.4. Plan de expansión indicativo del sistema de generación 2008 – 2022

El plan de expansión indicativo del sistema de generación estima cual es la expansión óptima del sistema considerando restricciones y condiciones tales

como costos de inversión, costos de operación, combustibles, entrada mínima y máxima en operación de las distintas centrales eléctricas.

En la tabla IX se muestra el promedio de la capacidad a instalar durante el período 2008-2022, separado por tecnologías renovables y no renovables. El costo promedio de inversión en valor presente referido al 2008 es de 3 365,00 millones de dólares.

El costo marginal de la demanda promedio de los tres escenarios de demanda tiende a reducirse y a estabilizarse en el largo plazo, únicamente existe una variación de la época seca y lluviosa, como se muestra a continuación:

- Época Seca: 95 dólares por cada megavatio-hora
- Época Lluviosa: 85 dólares por cada megavatio-hora

Tabla VIII. **Plan de expansión de generación**

Tipo	MW	%
Renovables	1 608	59
No Renovables	850	31
Int. Guatemala - México	200	7
TOTAL	2 658	98

Fuente: elaboración propia.

2.6. Mercado eléctrico

El mercado de energía eléctrica está constituido por el mercado regulado y el mercado mayorista.

El mercado regulado está integrado de la siguiente manera:

- Por el lado de la demanda: todos aquellos usuarios con demanda de potencia menor a 100 kilovatios.
- Por el lado de la oferta: distribuidoras autorizadas dentro de su zona de cobertura.

El mercado mayorista tiene las siguientes características:

- Generadores con potencia mayor a 5 megavatios.
- Distribuidores con 15 000 usuarios como mínimo.
- Transportistas que tengan 10 megavatios como mínimo de capacidad de transporte.
- Comercializadores que compren o vendan bloques de energía asociados a una oferta firme de por lo menos 2 megavatios.
- Grandes usuarios con demanda máxima de potencia por arriba de 100 kilovatios.

Las operaciones de compra y venta del mercado mayorista se realizan bajo las normas de coordinación comercial, a través de:

- El mercado de oportunidad o mercado spot.
- El mercado a término. Los grandes usuarios pactan los plazos, las cantidades y precios de energía.

- El mercado de transacciones de desvíos de potencia diarios y mensuales.

2.7. Indicadores del sistema eléctrico

Para el período comprendido del 1 de enero al 31 de diciembre de 2010, la generación total de energía fue de 8 276,21 gigavatios-hora, de los cuales 7 913,91 fueron generados localmente y 362,30 fueron importados, tanto del MER como de la interconexión con México.

El 45,5 por ciento de la energía fue de origen hidráulico, 22,5 por ciento de motores recíprocos, 12,6 por ciento de turbinas de vapor, 11,8 por ciento de cogeneradores (también turbinas de vapor), 3,1 por ciento de origen geotérmico, 0,01 por ciento de turbinas de gas y 4,4 por ciento de importaciones. El consumo local de energía incluyendo los consumos propios reportados de las unidades, centrales generadoras y equipos de transporte de energía eléctrica, alcanzó los 7 847,89 gigavatios-hora. Las pérdidas en los sistemas de transmisión principal y secundario fueron de 289,39 gigavatios-hora, que representan un 3,5 por ciento de la generación total.

La exportación de energía al MER fue de 131,57 gigavatios-hora, con lo cual el país alcanzó un 34.5 por ciento de participación en las inyecciones de energía en el MER. La importación de energía desde la Interconexión con el sistema de México fue de 348,68 gigavatios-hora. El promedio anual del precio de oportunidad de la energía del mercado mayorista fue de 103,82 dólares por megavatios-hora, que representa un aumento del 0,57 por ciento respecto al año anterior.

La demanda máxima de potencia registrada para el sistema nacional interconectado ocurrió el día 30 de noviembre de 2010 y fue de 1 467,88 megavatios. El consumo diario máximo de energía registrado para el SNI ocurrió el día miércoles 28 de abril de 2010 y fue de 24,24 gigavatios-hora. El factor de carga anual calculado para el sistema fue de 63,28 por ciento.

Tabla IX. **Indicadores del sni 2010**

Generación Local	7,913.91	GWh
Consumo Interno	7,847.89	GWh
Exportaciones	131.57	GWh
Importaciones	362.30	GWh
Precio Promedio SPOT	103.82	US\$/MWh
Demanda Máxima	1,467.88	MW
Factor de Carga	63.28	%

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. Informe estadístico 2010. p.

3. ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD

La confiabilidad es la habilidad del sistema para proveer energía eléctrica a los principales puntos de utilización en la cantidad requerida y con un nivel aceptable de calidad y seguridad, esta tiene dos áreas conceptuales de estudio que son adecuación y seguridad.

La adecuación es el análisis estático del sistema y valora la existencia de suficientes instalaciones de transmisión y generación para atender la demanda presente y futura del sistema. La seguridad es la habilidad de un sistema para responder al impacto de disturbios repentinos y corresponde a un análisis dinámico.

Los estudios de confiabilidad corresponden a valorar desde un punto de vista de estado estable, la existencia de suficientes instalaciones en el sistema para atender a la demanda actual y futura de los usuarios.

La red de transmisión puede operar en diferentes estados, donde cada estado corresponde a la ocurrencia de un evento, por ejemplo: la salida de una línea de transmisión debido a una falla.

Los estados del sistema tienen un cierto grado de indeterminación, lo que los convierte en procesos estocásticos, por lo cual pueden ser descritos por distribuciones y densidades probabilísticas.

Como aspectos importantes de la importancia de los estudios de confiabilidad se pueden mencionar:

- Lo sensible de la sociedad ante las interrupciones de suministro de energía eléctrica debido a que la mayoría de las actividades de la vida diaria dependen de este servicio.
- Las fallas aleatorias en los componentes del sistema de transmisión no pueden evitarse y pueden afectar la continuidad en el servicio de usuarios.
- La ley fija normas que se deben cumplir por parte de las empresas en cuanto a la frecuencia y duración de las fallas, dependiendo de la categoría de las líneas de transmisión.
- Los índices de confiabilidad del sistema sirven para valorar la adecuación del sistema de acuerdo a su comportamiento pasado.

La finalidad de los estudios de confiabilidad es diseñar y operar sistemas eléctricos que tengan la máxima eficiencia y que presten un servicio bajo ciertos estándares de calidad. La calidad de la energía eléctrica puede dividirse en dos grandes temas: la calidad de la potencia eléctrica y la continuidad del servicio, para la cual se consideran las interrupciones del suministro de energía eléctrica.

Los temas de calidad de la potencia y continuidad del servicio están relacionados con las necesidades de los clientes. La continuidad del servicio es uno de los primeros indicadores utilizados para evaluar la calidad de la energía eléctrica. Como se mencionó anteriormente, si bien las fallas aleatorias en los componentes del sistema no se pueden evitar, si se puede mejorar la red de transmisión mediante trabajos de adecuación, como por ejemplo: subestaciones nuevas, líneas de transmisión nuevas, ampliación de la

capacidad de líneas existentes, ampliación de subestaciones existentes, protecciones de líneas, etc.

Las interrupciones tienen una importante consecuencia en los costos de los sectores residenciales e industriales, siendo el mayor afectado el sector industrial debido a las altas pérdidas de producción y daño en equipos. El sector residencial es afectado en menor escala, económicamente, pero las interrupciones del suministro tienen un impacto en la calidad de vida de los usuarios y en el tiempo de vida útil de los equipos electrodomésticos.

Para valorar el impacto que tienen las interrupciones del suministro a los usuarios se han establecido índices de confiabilidad, estos permiten evaluar el desempeño de los sistemas así como establecer proyectos para disminuir las interrupciones lo que se traduce a disminuir los costos de energía no suministrada así como los costos de las sanciones que establece el marco legal del subsector eléctrico de Guatemala.

El marco legal por el cual se encuentra regido el subsector eléctrico nacional establece que se sancionará a generadores, transportistas y distribuidores, dependiendo de la gravedad de la falta (Art. 80, ley general de electricidad). También se establece que la Medición de la calidad del servicio prestado por los transportistas se medirá en base a la disponibilidad del sistema de transporte y su capacidad. (Art. 57, reglamento de la ley general de electricidad); por último las normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS) establecen la tasa de indisponibilidades y la duración total de indisponibilidad para las líneas de transmisión.

3.1. Índices de confiabilidad

Los índices de confiabilidad consideran aspectos como: la duración y frecuencia de las interrupciones, número de interrupciones, la cantidad de potencia interrumpida, la energía no suministrada y el número de clientes afectados.

En este estudio se determinan los puntos de carga afectados para cada estado operativo, contabilizando:

- Potencia no suministrada [megavatios]
- Energía no suministrada (ENS) (Expected Energy Non Served –EENS–) [megavatios-hora]
- Tiempo de indisponibilidad [minutos]

A partir del estudio de confiabilidad, es posible determinar el costo de la energía no suministrada (CENS), así:

Figura 20. **Costo de la energía no suministrada**

$$CENS = \frac{60}{PFalla} \left(\sum NF * TF * MPI \right) * PE$$

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Estudio de confiabilidad. p. 14.

Donde:

CENS: costo de la energía no suministrada [dólares/año]

PFalla: probabilidad de ocurrencia de falla [minutos/año]

NF: número de fallas [1/año]

TF: tiempo de falla [horas]
MPI: máxima potencia interrumpida [megavatios/año]
PE: precio de la energía [dólares/megavatio-hora]

3.2. Metodología de los estudios de confiabilidad utilizando NEPLAN

Estos estudios facilitan la determinación de puntos débiles en la planificación de la red, por lo tanto es necesario procesar los datos y un adecuado análisis de los resultados con el fin de extraer las implicaciones que tendrá el estudio para el desarrollo práctico.

3.2.1. Criterios determinísticos

Los criterios determinísticos se deducen examinando un cierto número de situaciones restrictivas (condiciones de carga y de salidas de equipos) para verificar la solidez de los sistemas de generación y transmisión. Estas situaciones se basan en casos considerados a priori como muy riesgosos para el sistema. La hipótesis subyacente es que si las funciones de generación y transmisión del sistema están protegidas para estas situaciones, lo mismo es cierto para todos los otros casos menos críticos (demandas menores que el pico anual).

En un sistema de transmisión, el cálculo es mucho más complicado: en primer lugar, el problema tiene una dimensión espacial, debido a que el sistema se extiende a través de un territorio geográfico y, en segundo lugar, se deben cumplir las leyes fundamentales de los circuitos eléctricos (leyes de Kirchhoff).

Los flujos de potencia y voltaje dependen obviamente de la disponibilidad de los componentes del sistema y otros aspectos de confiabilidad del mismo. Algunos países usan diferentes procedimientos y criterios dependiendo del área o función de la sección del sistema de transmisión bajo consideración (inyección de generación, suministro de carga, interconexión).

En la realidad, no existe una práctica uniforme, pero los criterios deterministas más ampliamente usados pueden ser clasificados en dos grandes categorías, conocidas como N-1 y N-2, de acuerdo al número de componentes de la red involucrados en la falta o falla del sistema.

En la tabla XI se describen algunas ventajas y desventajas de los criterios determinísticos.

Tabla X. **Ventajas y desventajas de los criterios determinísticos**

Ventajas	Desventajas
Su claridad conceptual	No tiene en cuenta la probabilidad de ocurrencia de los casos considerados.
El número limitado de casos a examinar.	La selección de los casos restrictivos depende inevitablemente de la experiencia del planificador y/o del operador.
La disponibilidad de herramientas, como flujos de carga de corriente alterna, que proveen una detallada descripción del estado del sistema.	Los casos riesgosos cambian constantemente con el tiempo.

Fuente: Universidad Tecnológica de Pereira, Análisis de confiabilidad del sistema de transmisión regional usando simulación de Montecarlo. Garces, Lina P. 2003. p. 7.

3.2.2. Criterio N-1

Se dice que un sistema cumple con el criterio N-1 si al aplicarle la contingencia simple más severa, el sistema sigue en condiciones aceptables de

funcionamiento considerando que los flujos en las líneas se mantienen dentro de límites normales de operación, los voltajes no superan los niveles de aislamiento de los equipos, no existen inestabilidades de ningún tipo, no existen actuaciones de protecciones y no existen desconexiones forzadas de carga o equipos.

La aplicación del criterio N-1 consiste en la simulación de una pérdida de un componente de la red de transmisión (línea, cable, transformador, algunas veces un componente de compensación de potencia reactiva) o un generador.

3.2.3. Cálculos de confiabilidad

Existen seis pasos esenciales en el procedimiento de evaluación de la confiabilidad en los sistemas de energía:

- Definición de los estados representativos de carga a ser considerados
- Despacho de potencia activa y reactiva
- Análisis de flujo de carga
- Simulación de contingencia
- Acciones correctivas
- Cálculo de índices de confiabilidad

3.2.4. Secuencia de operaciones ejecutadas durante el cálculo de confiabilidad

En el cálculo de confiabilidad, los primeros contribuyentes a los problemas son las combinaciones de fallas. Tales combinaciones de fallas describen los componentes que están simultáneamente fuera de servicio, debido ya sea al traslape estocástico (como resultado de una falla) o al traslape planeado (como resultado de la actividad de mantenimiento).

El propósito del cálculo de confiabilidad es determinar y cuantificar la contribución hecha por todas las combinaciones de falla relevantes, a la interrupción del suministro en los nodos de carga; así como en el procedimiento manual utilizado por el proyectista o planificador, esto implica dos pasos importantes: la generación de las combinaciones de falla y la investigación de los efectos en el suministro en la red (análisis del efecto de falla, AEF).

El primer método de generación de combinaciones de falla es la enumeración. Este implica definir todas las posibles combinaciones de elementos por encima de una probabilidad mínima establecida, o hasta un número máximo de componentes afectados simultáneamente. La alternativa a la enumeración es la simulación, en la cual los componentes afectados se determinan aleatoriamente con base en sus datos característicos.

3.2.4.1. Generación de combinaciones de interrupciones (salidas)

La parte crucial de estas operaciones secuenciales es generar combinaciones de falla hasta un cierto orden deseado, es decir, hasta el número deseado de componentes simultáneamente en falla. Para cada

combinación, el programa determina los diversos “eventos” que conducen a ella. De esta manera, por ejemplo una interrupción de orden simple de un interruptor podría ocurrir debido a una función de sobrealcance o a un disparo manual falso por parte del personal de operación. Las contingencias de orden doble podrían ocurrir debido a fallas improbables independientes simultáneas en componentes durante el trabajo de mantenimiento en otros componentes.

3.2.4.2. Análisis de efecto de falla (AEF)

El análisis de efecto de falla se ejecuta en cada combinación de fallas. En primer lugar, el rango de disparo de los componentes afectados por la falla se desactiva, como lo determina el sistema de protección de la red de transmisión. El *software* determina entonces si en este estado el suministro de las cargas se encuentra restringido. En caso de que así sea, se hace un intento para restaurar el suministro de las cargas aunque sea parcialmente.

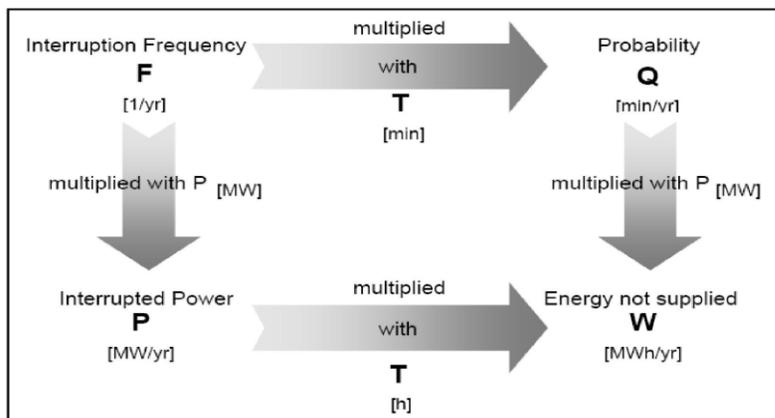
El procesamiento de una combinación de fallas entrega al final un valor para la contribución de esa combinación a las características de confiabilidad, expresado como probabilidad. Para cada nodo de carga, se generan figuras para la frecuencia y duración de la interrupción del suministro (no-suministro o bajo suministro). La contribución de esta combinación de fallas se agrega a los factores ya identificados, de modo que después del procesamiento de todas las combinaciones de fallas relevantes se obtenga un panorama detallado de las interrupciones que ocurren en cada nodo de carga.

3.2.5. Resultados del cálculo de confiabilidad

En la figura 21 se puede observar la dependencia que existe entre los índices de confiabilidad antes mencionados.

Basados en los índices de los resultados del cálculo de confiabilidad, que se muestran en la tabla XII, se cuantifica la confiabilidad del suministro según diferentes aspectos.

Figura 21. Dependencia entre los índices de confiabilidad



Fuente: Anónimo. Análisis de confiabilidad del SNI ecuatoriano. p. 6. Cap. 4.

Tabla XI. **Índices de confiabilidad**

Índice	Unidad	Descripción
Frecuencia de Interrupción (F)	1/año	Frecuencia esperada de la interrupción del suministro por año.
Probabilidad de Interrupción (Q)	min/año, hrs/año	Probabilidad esperada de la interrupción en minutos u horas por año.
Tiempo medio de interrupción (T)	min, hrs	Duración promedio de las interrupciones de los clientes.
Potencia no suministradas (P)	kW/año, MW/año	Producto de la potencia interrumpida y su frecuencia de interrupción.
Energía no suministrada (W)	kWh/año, MWh/año	Producto de potencia interrumpida y probabilidad de interrupción.
Costos de interrupción (C)	\$/año	Costos por año originados por la interrupción de suministro.

Fuente: NEPLAN, Guía del usuario, Análisis de confiabilidad. p. 6.

3.2.6. Cálculos de confiabilidad con NEPLAN

Los sistemas se deben modelar en detalle para propósitos del cálculo de confiabilidad. Por ejemplo, las topologías de las bahías de interruptores o tableros y las duraciones de la operación manual y remota juegan una parte importante durante las contingencias. Basados en el modelo de flujo de carga, un sistema requiere datos de entrada adicionales para el análisis de confiabilidad.

Un estudio de confiabilidad puede incluir típicamente los siguientes pasos:

- Modelar el sistema de estudio para cálculos de flujo de carga.
- Definir topología de tableros y bahías de interruptores (incluyendo duración de operaciones de apertura y/o cierre).

- Especificar la configuración de protección de los tableros.
- Especificar la puesta a tierra del sistema.
- Entrada y asignación de datos de confiabilidad.
- Características de entrada de carga y generación (ver parámetros de cálculo); asignar características a los elementos de carga y generación.
- Posiblemente definir grupos de fallas.
- Ajustar los parámetros de cálculo.
- Ejecutar el cálculo.
- Visualizar los resultados en el diagrama de red, por medio de tablas y gráficos.
- Posiblemente hacer evaluaciones adicionales.
- Posiblemente repetir los pasos 9 a 12 con el fin de analizar diferentes casos de estudio.

3.3. Estudio de confiabilidad de la red de transmisión

Con el objeto de cuantificar los beneficios derivados de la ejecución de las obras propuestas del PET, y siguiendo la normativa permitida, se realizó un estudio de confiabilidad utilizando el *software* NEPLAN. Dicho estudio se hizo sobre la base de la operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI) para la época seca demanda máxima año estacional 2010 y época lluviosa demanda máxima año estacional 2010, tomando en cuenta las siguientes condiciones:

- Escenario 1: confiabilidad época seca (configuración actual)
 - Caso 1: época seca según las normas NTCSTS.
 - Caso 3: época seca según base de datos de indisponibilidades 2008-2009.

- Escenario 2: confiabilidad época lluviosa (configuración actual)
 - Caso 2: época lluviosa según las normas NTCSTS.
 - Caso 4: época lluviosa según base de datos de indisponibilidades 2008-2009.

- Escenario 3: confiabilidad época seca (configuración PET)
 - Caso 5: época seca según las normas NTCSTS, configuración PET.
 - Caso 7: época seca según base de datos de indisponibilidades 2008-2009, configuración PET.

- Escenario 4: confiabilidad época lluviosa (configuración PET)
 - Caso 6: época lluviosa según las normas NTCSTS, configuración PET.

- Caso 8: época lluviosa según base de datos de indisponibilidades 2008-2009, configuración PET.

Para los cuatro escenarios se determinó el Costo de la Energía No Suministrada (CENS), como se indica en la ecuación 6.

En el presente análisis, se toma el CENS como indicador de confiabilidad con el cual es posible conocer el posible beneficio económico influenciado por la ejecución de obras de transmisión del PET y el beneficio de cumplir con la normativa para calidad del suministro.

3.3.1. Metodología del estudio

La metodología del estudio se basa en los pasos siguientes:

- Recopilación de datos. La recopilación de los datos de fallas de la red de transporte, se llevó a cabo de las bases de datos proporcionadas por el Administrador del Mercado Mayorista, AMM, información que fue necesaria para la realización del estudio de confiabilidad.
- Depuración de datos. Esta depuración de datos se llevó a cabo ya que de las bases de datos proporcionadas por el AMM, se encontraron ciertas desviaciones en la duración de las fallas en algunas líneas de transmisión. Por lo que se establecieron criterios para los datos que se iban a tomar en cuenta; para que la realización del estudio fuera representativa.

- Población de base de datos. Los datos que se ingresaron al programa fueron: nombre de la línea, tipo de línea, de acuerdo a la NTCSTS, número de fallas, tipos de fallas y duración de fallas. Ver figura 15.

Figura 22. **Asignación de datos de confiabilidad a líneas**

Datos de Confiabilidad de Elementos

Elemento ideal Grupo de falla: 0 (0 = ninguno)

Excluir del cálculo

Usar datos confiabilidad de secciones de línea

Tipo de datos: L_MOL_PAS_2_2 Quitar Tipo

Modo común: Remove

Datos de Tipo (Línea)

Tipo ideal

	F 1/año	F 1 / (año km)	Prob -	Prob 1/km	T h	T h/km
Interrupción estocást. independ.	0	0			0	
Interrupción estocást. independ.	0	0.00442			0.43333	
Intemp. planeada, corta	0				0	0
Intemp. por Mantenimiento, corta:					0	
Intemp. planeada, larga	2.16666				11.7435	0
Intemp. por Mantenimiento, larga					0	
Desconexión manual, retardada	0	0			0	
Desconexión manual, inmediata	0	0			0	
Falla a tierra (aislada/compens.):	0	0	0	0	0	

Copiar Pegar Librería Exportar

Aceptar Cancelar Ayuda Color

Fuente: Software NEPLAN, Análisis de confiabilidad.

- Modelado del caso norma. Para la realización del caso norma, se utilizaron los datos de indisponibilidades y duración permitida por línea, según lo establecido en las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones. Para estos datos, se establecieron todas las fallas como fallas largas.
- Modelado del caso real 2008. Los datos que se utilizaron para modelar el caso real fueron datos obtenidos de las bases de datos que proporcionó el Administrador del Mercado Mayorista, que a su vez fueron proporcionados por los transportistas. De esta información fueron tomados los siguientes datos: fallas por línea, duración de la falla: corta menor a 10 minutos, larga mayor a 10 minutos y menor a 12 horas.
- Preparar los casos de estudio mencionados en el numeral 3.3.
- Correr la rutina de confiabilidad de los cuatro escenarios con todos sus casos.
- Calcular el CENS de todos los casos de los cuatro escenarios.
- Calcular el costo del beneficio de la confiabilidad asociada (CBCA) para cada escenario como la diferencia entre el CENS del caso según las normas NTCSTS, caso norma (CN), y el CENS del caso real y/o PET (CR y/o CP) así:

Figura 23. **Costo del beneficio de la confiabilidad asociada, norma-real**

$$CBCA_i = \sum_{i=1}^4 CENSCN_i - CENSCR_i$$

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Estudio de confiabilidad. p. 15.

Figura 24. **Costo del beneficio de la confiabilidad asociada, norma-PET**

$$CBCA_i = \sum_{i=1}^4 CENSCN_i - CENSCP_i$$

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Estudio de confiabilidad. p. 15.

Donde:

- CBCA: costo del beneficio de la confiabilidad asociada [dólares/año],
CENSCN: costo de la energía no suministrada del caso norma [dólares/año],
CENSCR: costo de la energía no suministrada del caso real [dólares/año]
CENSCP: costo de la energía no suministrada del caso PET [dólares/año],

3.3.2. Escenarios para el CENS

Para el cálculo del CENS, se muestran dos escenarios; el que se utilizó para este estudio es el escenario 2.

- Un valor de referencia al valor de la energía en el mercado spot de 120,833 dólares por megavatio-hora.

- Un valor equivalente a diez veces el costo de la tarifa BTS correspondiente al pliego tarifario del 10 de febrero de 2010 equivalente a 1,769354 quetzales por kilovatio-hora que con una tasa de referencia de 8,0036 quetzales por dólar, equivale a 2 210,70 dólares por megavatio-hora.

3.3.3. Base de datos de confiabilidad

La base de datos utilizada para el estudio de Confiabilidad fue construida a partir de los datos históricos de fallas correspondientes al 2008 y 2009; con dichos datos históricos, se hizo una ponderación de las estadísticas de falla de cada elemento. Dicha base de datos cuenta con la siguiente información:

- Fallas cortas independientes
- Tiempo de fallas cortas independientes
- Fallas largas independientes
- Tiempo de fallas largas independientes

3.3.4. Premisas del estudio

Los parámetros de confiabilidad que se establecieron en NEPLAN para el desarrollo del estudio son los siguientes:

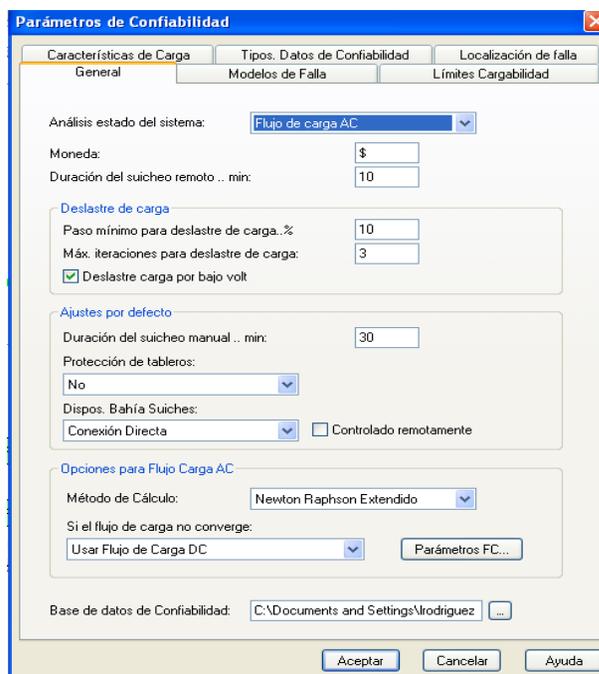
- Duración de la operación manual: 30 minutos
- Duración de la operación remota: 10 minutos
- Protección de subestaciones caso base: ninguna
- Protección de subestaciones caso mejorado: diferencial de línea
- Base de datos confiabilidad: datos estadísticos del SNI 2008 – 2009; ponderación de elementos promedio de zonas.

3.3.5. Configuración de parámetros en NEPLAN

El análisis de estado del sistema se realizó con flujo de carga CA (flujo de carga complejo). Este cálculo toma en cuenta las impedancias de rama complejas y la potencia compleja, el cual habilita la detección de violaciones de rango de voltaje permitido durante el período de implementación de medidas para restaurar el suministro.

Para la duración de la operación de apertura y/o cierre se estableció un período de 10 minutos para las operaciones controladas remotamente y 30 minutos para operaciones manuales ya que este es el tiempo promedio que le toma a un operador realizar estas maniobras.

Figura 25. Asignación de parámetros de confiabilidad



Fuente: Software NEPLAN. Análisis de confiabilidad.

El deslastre de carga para efectos de este estudio se realizará en caso de bajo voltaje. El máximo de iteraciones para realizar este deslastre es de tres; para cada iteración que no converja se aplicara como mínimo un 10 por ciento de deslastre de carga.

El caso base se modeló sin ningún tipo de protección ya que en la actualidad se encuentra en esta configuración. Para los casos mejorados se utilizó la protección diferencial de línea con disparo transferido; controlado remotamente a través de fibra óptica. El método de cálculo utilizado para la simulación de los casos es el de Newton Raphson Extendido.

3.3.5.1. Método Newton Raphson

El método de Newton Raphson y sus derivaciones han sido empleados para resolver flujos de potencia en modelos de sistemas eléctricos de tamaño real y constituye el método numérico iterativo base de las aplicaciones computacionales que calculan flujos de potencia.

Consiste en una expansión en serie de Taylor de las ecuaciones del flujo de potencia, en torno al punto que corresponda a la iteración, despreciando de los términos de segundo orden en adelante.

3.3.5.2. Configuración de modelos de falla

Fallas Independientes: se originan por la ocurrencia repentina de cortocircuitos en las líneas de transmisión durante su operación normal. Se diferencian en interrupciones de corta y larga duración.

Para el desarrollo de este estudio se establecieron y se modelaron como fallas cortas aquellas menores a diez minutos y como fallas largas aquellas mayores a diez minutos con un límite de doce horas. Esta duración se refiere al tiempo mínimo hasta la restauración del suministro de energía eléctrica.

3.3.5.3. Configuración de cargas y líneas

Para todos los casos los costos de interrupción de carga se valorizaron en diez veces la tarifa de baja tensión simple.

Se consideraron interrupciones estocásticas cortas y largas para todos los casos. Los datos ingresados para las interrupciones estocásticas fueron la frecuencia de fallas en la línea al año y la duración de la interrupción.

4. RESULTADOS DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD

En el estudio de confiabilidad como ya se ha explicado en el capítulo anterior, se realizaron distintos escenarios, tanto en época seca como época lluviosa. Asimismo, se utilizó la configuración de la red actual y la configuración que tendrá el SNI al finalizar las obras que conforman el PET.

Para cada caso los índices de confiabilidad que se obtuvieron de las simulaciones del *software* son:

- Frecuencia de Interrupción
- Probabilidad de Interrupción
- Tiempo medio de Interrupción
- Potencia no suministrada
- Energía no suministrada

Los resultados para cada caso son los siguientes:

Tabla XII. Resultados caso 1

CASO 1

NODO	NOMBRE	NF[1/año]	TF[min]	Pfalla[min/año]	PCB[MW]	ECB[MWh/año]
BRI-13	LD-1389-11	12,00	5,00	3 600,00	6,01	30,06
CHP-34	LD-1379-11	6,00	5,00	1 800,00	35,68	178,38
COA-13	LD-1351-11	3,00	5,00	900,00	48,90	244,49
COB-13	LD-1453-11	146,00	4,65	40 720,00	258,69	1 195,48
COB-34	LD-1420-11	146,00	4,65	40 720,00	50,89	235,16
COC-13	LD-1365-11	5,00	4,03	1 210,00	2,47	9,97
COC-34	LD-1366-11	5,00	4,03	1 210,00	3,21	12,93
EJI-13	LD-1470-11	11,00	3,42	2 260,00	20,03	82,79
ESP-34	LD-1354-11	2,00	2,83	340,00	5,07	14,36
HUE-13	LD-1358-11	6,00	5,00	1 800,00	122,80	613,98
HUE-34	LD-1356-11	6,00	5,00	1 800,00	120,80	603,99
IXH-13	LD-1383-11	9,00	5,00	2 700,00	42,93	214,65
IXY-34	LD-1384-11	9,00	5,00	2 700,00	75,18	375,89
JAL-13	LD-1488-11	1 175,00	4,75	334 900,00	1 395,37	6 640,97
JAL-34	LD-1476-11	1 175,00	4,75	334 900,00	2 299,51	10 944,01
LAP-13	LD-1421-11	11,00	4,61	3 040,00	40,31	196,09
LES-13	LD-1459-11	11,00	4,47	2 950,00	21,64	87,28
LNO-13	LD-1368-11	1 175,00	4,75	334 780,00	1 543,30	7 323,40
LNO-34	LD-1387-11	852,00	4,74	242 070,00	282,71	1 340,85
LMA-13	LD-1382-11	15,00	4,87	4 380,00	15,38	76,05
LVG-13	LD-1478-11	2,00	2,83	340,00	0,18	0,51
MAL-13	LD-1353-11	9,00	4,94	2 670,00	77,53	386,48
MAT-13	LD-1482-11	1 175,00	4,75	334 930,00	1 410,06	6 712,50
MEL-13	LD-1352-11	9,00	4,94	2 670,00	66,40	331,01
PBA-131	LD-1467-11	6,00	5,00	1 800,00	61,80	309,00
PBA-132	LD-1468-11	6,00	5,00	1 800,00	42,50	212,52
PLA-13	LD-1752-11	152,00	4,66	42 520,00	17,23	81,04
PLA-34	LD-1751-11	152,00	4,66	42 520,00	25,82	121,42
POR-13	LD-1375-11	12,00	4,96	3 570,00	4,84	24,14
QUE-13	LD-1463-11	140,00	4,63	38 920,00	22,38	100,36
QUE-34	LD-1464-11	140,00	4,63	38 920,00	175,41	786,41
QUI-131	LD-1363-11	45,00	4,58	12 360,00	105,17	456,31
REU-2	LD-1377-11	9,00	5,00	2 700,00	13,79	68,94
SAN-13	LD-1465-11	1 166,00	4,75	332 260,00	328,49	1 559,58
SAN-34	LD-1466-11	1 166,00	4,75	332 260,00	580,88	2 757,63
SJU-13	LD-1452-11	143,00	4,64	39 820,00	126,79	578,22
SLM-13	LD-1441-11	905,00	4,75	257 950,00	700,77	3 319,76
SMR-13	LD-1376-11	3,00	5,00	900,00	36,10	180,51
TAC-13	LD-1385-11	1 120,00	4,76	320 090,00	397,92	1 901,81
TOT-13	LD-1369-11	20,00	4,78	5 740,00	138,03	680,51
TOT-34	LD-1830-11	20,00	4,78	5 740,00	31,36	154,61
XEL-13	LD-1360-11	18,00	5,00	5 400,00	333,83	1 669,14
ZCP-13	LD-1381-11	201,00	4,72	56 910,00	108,45	514,78

Fuente: elaboración propia.

Tabla XIII. Resultados caso 2

CASO 2

NODO	NOMBRE	NF[1/año]	TF[min]	Pfalla[min/año]	PCB[MW]	ECB[MWh/año]
BRI-13	LD-1389-11	12,00	5,00	3 600,00	15,49	77,46
CHP-34	LD-1379-11	6,00	5,00	1 800,00	34,28	171,42
COA-13	LD-1351-11	3,00	5,00	900,00	46,99	234,95
COB-13	LD-1453-11	12,00	4,92	3 540,00	75,61	376,90
COB-34	LD-1420-11	12,00	4,92	3 540,00	14,88	74,16
COC-13	LD-1365-11	15,00	4,03	3 630,00	5,71	24,72
COC-34	LD-1366-11	15,00	4,03	3 630,00	7,39	32,04
EJI-13	LD-1470-11	11,00	4,52	2 980,00	14,63	71,10
ESP-34	LD-1354-11	6,00	4,83	1 740,00	10,96	52,96
HUE-13	LD-1358-11	12,00	4,92	3 540,00	135,71	675,60
HUE-34	LD-1356-11	12,00	4,92	3 540,00	133,50	664,60
IXH-13	LD-1383-11	9,00	5,00	2 700,00	41,26	206,28
IXY-34	LD-1384-11	9,00	5,00	2 700,00	72,24	361,22
JAL-13	LD-1488-11	1 177,00	4,76	335 930,00	980,66	4 661,70
JAL-34	LD-1476-11	1 177,00	4,76	335 930,00	1 616,00	7 681,89
LAP-13	LD-1421-11	9,00	5,00	2 700,00	36,32	181,58
LES-13	LD-1459-11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
LNO-13	LD-1368-11	441,00	4,75	125 760,00	369,35	1 749,57
LNO-34	LD-1387-11	60,00	4,64	16 710,00	37,33	178,37
LMA-13	LD-1382-11	12,00	4,88	3 510,00	15,77	77,86
LVG-13	LD-1478-11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MAL-13	LD-1353-11	6,00	5,00	1 800,00	67,73	338,67
MAT-13	LD-1482-11	1 177,00	4,76	335 960,00	1 204,79	5 739,05
MEL-13	LD-1352-11	6,00	5,00	1 800,00	58,01	290,04
PBA-131	LD-1467-11	6,00	5,00	1 800,00	59,39	296,94
PBA-132	LD-1468-11	6,00	5,00	1 800,00	40,84	204,21
PLA-13	LD-1752-11	18,00	4,94	5 340,00	7,54	37,61
PLA-34	LD-1751-11	18,00	4,94	5 340,00	11,29	56,36
POR-13	LD-1375-11	9,00	5,00	2 700,00	4,36	21,78
QUE-13	LD-1463-11	59,00	4,56	16 150,00	9,14	40,41
QUE-34	LD-1464-11	59,00	4,56	16 150,00	71,65	316,78
QUI-131	LD-1363-11	146,00	4,73	41 410,00	474,50	2 128,51
REU-2	LD-1377-11	9,00	5,00	2 700,00	13,26	66,29
SAN-13	LD-1465-11	95,00	4,68	26 680,00	42,34	201,70
SAN-34	LD-1466-11	92,00	4,68	25 810,00	73,98	352,38
SJU-13	LD-1452-11	9,00	4,89	2 640,00	23,45	116,62
SLM-13	LD-1441-11	39,00	4,85	11 340,00	47,47	232,85
SMR-13	LD-1376-11	3,00	5,00	900,00	34,70	173,48
TAC-13	LD-1385-11	9,00	5,00	2 700,00	28,59	142,97
TOT-13	LD-1369-11	24,00	4,46	6 420,00	132,64	653,91
TOT-34	LD-1830-11	24,00	4,46	6 420,00	30,15	148,65
XEL-13	LD-1360-11	18,00	5,00	5 400,00	320,81	1 604,07
ZCP-13	LD-1381-11	44,00	4,49	11 860,00	43,43	199,47

Fuente: elaboración propia.

Tabla XIV. Resultados caso 3

CASO 3

NODO	NOMBRE	NF[1/año]	TF[min]	Pfalla[min/año]	PCM[MW]	ECM[MWh/año]
BRI-13	LD-1389-11	313,55	4,05	76 138,46	152,39	613,37
CHP-34	LD-1379-11	199,71	3,91	46 814,45	929,47	3 724,00
COA-13	LD-1351-11	119,11	4,03	28 787,38	1 313,22	5 289,99
COB-13	LD-1453-11	1 375,50	4,07	335 611,35	2 981,69	12 429,82
COB-34	LD-1420-11	1 373,00	4,07	335 159,27	585,48	2 442,00
COC-13	LD-1365-11	136,41	4,32	35 381,58	61,86	264,56
COC-34	LD-1366-11	136,41	4,32	35 381,58	80,19	342,97
EJI-13	LD-1470-11	258,10	4,07	62 944,59	305,74	1 202,13
ESP-34	LD-1354-11	212,55	4,46	56 827,03	374,17	1 745,11
HUE-13	LD-1358-11	164,26	4,08	40 179,03	3 154,51	12 716,34
HUE-34	LD-1356-11	164,26	4,08	40 179,03	3 103,18	12 509,44
IXH-13	LD-1383-11	238,62	4,06	58 072,78	1 093,50	4 403,69
IXY-34	LD-1384-11	238,62	4,06	58 072,78	1 914,88	7 711,53
JAL-13	LD-1488-11	9 890,52	3,59	2 129 280,15	11 954,44	42 816,95
JAL-34	LD-1476-11	9 890,52	3,59	2 129 280,15	19 700,33	70 560,24
LAP-13	LD-1421-11	187,83	4,24	47 722,55	500,66	1 811,57
LES-13	LD-1459-11	191,91	4,13	47 503,31	472,65	2 227,50
LNO-13	LD-1368-11	9 899,81	3,59	2 131 152,55	13 334,37	47 744,19
LNO-34	LD-1387-11	7 032,09	3,60	1 518 519,56	2 722,37	9 772,48
LMA-13	LD-1382-11	361,32	3,66	79 388,18	382,14	1 355,24
LVG-13	LD-1478-11	90,58	5,36	29 116,06	6,61	36,44
MAL-13	LD-1353-11	310,23	4,13	76 956,76	2 065,92	8 346,20
MAT-13	LD-1482-11	9 892,58	3,59	2 130 045,39	12 141,09	43 476,84
MEL-13	LD-1352-11	280,30	3,98	66 983,79	1 728,10	6 933,75
PBA-131	LD-1467-11	72,87	3,30	14 416,56	705,44	2 338,44
PBA-132	LD-1468-11	72,87	3,30	14 416,56	485,18	1 608,30
PLA-13	LD-1752-11	1 437,32	4,04	348 318,18	197,08	791,79
PLA-34	LD-1751-11	1 437,81	4,04	348 441,50	295,38	1 186,71
POR-13	LD-1375-11	346,09	4,09	84 961,51	124,21	500,42
QUE-13	LD-1463-11	1 338,06	4,05	324 977,82	264,18	1 154,03
QUE-34	LD-1464-11	1 338,06	4,05	324 977,82	2 070,17	9 043,30
QUI-131	LD-1363-11	1 296,82	3,85	299 229,33	3 256,18	14 295,03
REU-2	LD-1377-11	314,78	3,89	73 421,53	364,04	1 455,19
SAN-13	LD-1465-11	9 789,51	3,59	2 109 177,00	3 133,36	11 352,59
SAN-34	LD-1466-11	9 785,05	3,59	2 108 392,46	5 536,25	20 047,11
SJU-13	LD-1452-11	1 342,16	4,08	328 782,63	1 466,75	6 279,48
SLM-13	LD-1441-11	7 509,53	3,64	1 641 169,60	6 315,44	23 574,41
SMR-13	LD-1376-11	127,92	4,24	32 506,41	999,44	4 071,23
TAC-13	LD-1385-11	8 912,89	3,58	1 912 233,74	3 734,35	13 672,61
TOT-13	LD-1369-11	499,87	4,15	124 589,13	3 429,63	13 913,41
TOT-34	LD-1830-11	499,87	4,15	124 589,13	779,19	3 161,03
XEL-13	LD-1360-11	472,92	4,03	114 238,85	8 407,69	33 806,10
ZCP-13	LD-1381-11	3 507,49	3,64	766 089,79	2 124,36	8 045,57

Fuente: elaboración propia.

Tabla XV. Resultados caso 4

CASO 4

NODO	NOMBRE	NF[1/año]	TF[min]	Pfalla[min/año]	PCM[MW]	ECM[MWh/año]
BRI-13	LD-1389-11	315,08	4,00	75 609,07	393,00	1 579,54
CHP-34	LD-1379-11	168,03	3,98	40 145,03	875,47	3 516,42
COA-13	LD-1351-11	99,30	3,94	23 477,74	1 232,75	4 943,43
COB-13	LD-1453-11	127,95	3,39	26 052,66	859,33	2 964,09
COB-34	LD-1420-11	127,74	3,40	26 019,09	169,00	582,99
COC-13	LD-1365-11	278,47	3,92	65 531,87	119,41	458,65
COC-34	LD-1366-11	278,47	3,92	65 531,87	154,77	594,49
EJI-13	LD-1470-11	250,30	3,66	55 029,26	232,39	812,04
ESP-34	LD-1354-11	70,26	4,24	17 882,30	133,96	585,23
HUE-13	LD-1358-11	199,72	4,08	48 890,78	3 136,18	12 676,60
HUE-34	LD-1356-11	199,59	4,08	48 864,27	3 084,67	12 468,64
IXH-13	LD-1383-11	239,64	4,00	57 455,33	1 051,73	4 227,77
IXY-34	LD-1384-11	240,03	3,99	57 525,72	1 841,98	7 404,15
JAL-13	LD-1488-11	9 687,99	3,55	2 065 237,46	7 621,60	27 050,33
JAL-34	LD-1476-11	9 679,49	3,55	2 062 309,97	12 543,46	44 484,90
LAP-13	LD-1421-11	130,35	3,52	27 500,65	413,99	1 349,30
LES-13	LD-1459-11	37,52	4,36	9 809,26	84,46	371,79
LNO-13	LD-1368-11	5 297,97	3,56	1 132 825,61	5 099,66	18 202,08
LNO-34	LD-1387-11	1 304,34	3,67	287 248,81	776,88	2 792,05
LMA-13	LD-1382-11	301,71	3,62	65 549,76	383,92	1 368,47
LVG-13	LD-1478-11	36,80	4,33	9 563,88	1,71	7,49
MAL-13	LD-1353-11	186,12	3,97	44 313,41	1 757,17	7 056,01
MAT-13	LD-1482-11	9 727,81	3,55	2 072 479,56	9 253,65	32 621,95
MEL-13	LD-1352-11	176,58	3,97	42 032,71	1 494,61	6 000,62
PBA-131	LD-1467-11	78,23	3,28	15 410,85	685,99	2 272,23
PBA-132	LD-1468-11	78,23	3,28	15 410,85	471,76	1 562,64
PLA-13	LD-1752-11	184,64	3,41	37 809,95	84,56	292,01
PLA-34	LD-1751-11	195,04	3,42	39 968,89	127,69	440,95
POR-13	LD-1375-11	243,59	4,00	58 460,50	110,67	444,76
QUE-13	LD-1463-11	819,82	4,41	216 969,50	156,28	709,57
QUE-34	LD-1464-11	819,82	4,41	216 969,50	1 225,11	5 562,48
QUI-131	LD-1363-11	1 655,28	4,01	397 879,09	6 869,40	31 615,30
REU-2	LD-1377-11	248,47	3,98	59 346,99	337,54	1 355,44
SAN-13	LD-1465-11	1 165,54	3,97	277 791,68	538,17	2 043,68
SAN-34	LD-1466-11	1 149,35	3,98	274 586,96	948,06	3 604,38
SJU-13	LD-1452-11	94,70	3,37	19 157,39	268,83	925,63
SLM-13	LD-1441-11	313,29	3,60	67 592,19	512,16	1 892,05
SMR-13	LD-1376-11	104,64	3,95	24 817,01	931,82	3 746,64
TAC-13	LD-1385-11	281,35	3,99	67 268,05	743,42	2 987,95
TOT-13	LD-1369-11	502,91	4,11	123 917,46	3 254,56	13 115,37
TOT-34	LD-1830-11	507,06	4,10	124 697,59	740,49	2 983,46
XEL-13	LD-1360-11	473,07	4,01	113 793,23	8 076,72	32 450,55
ZCP-13	LD-1381-11	1 141,14	4,25	291 251,31	1 063,48	4 466,30

Fuente: elaboración propia.

Tabla XVI. Resultados caso 5

CASO 5

NODO	NOMBRE	NF[1/año]	TF[min]	Pfalla[min/año]	PCB[MW]	ECB[MWh/año]
BRI-13	LD-1389-11	372,40	1,24	27 647,65	196,12	72,81
CHP-34	LD-1379-11	368,86	1,68	37 124,12	2 307,06	828,01
COA-13	LD-1351-11	459,40	3,18	87 776,11	6 524,30	3 738,75
COB-13	LD-1453-11	446,86	2,22	59 387,65	4 738,72	2 062,28
COB-34	LD-1420-11	346,86	0,37	7 666,26	904,02	169,15
COC-13	LD-1365-11	373,40	1,11	24 827,65	960,80	258,45
COC-34	LD-1366-11	373,40	1,11	24 827,65	1 245,58	335,06
EJI-13	LD-1470-11	567,02	4,23	143 810,71	1 682,74	1 486,03
ESP-34	LD-1354-11	399,40	1,45	34 832,45	4 959,00	1 563,05
HUE-13	LD-1358-11	385,40	1,25	29 007,65	8 041,71	2 606,50
HUE-34	LD-1356-11	387,40	1,26	29 347,65	7 915,42	2 577,00
IXH-13	LD-1383-11	374,40	1,19	26 797,65	1 878,06	616,76
IXY-34	LD-1384-11	372,40	1,22	27 307,65	3 269,85	1 160,42
JAL-13	LD-1488-11	548,86	3,95	129 972,32	2 340,63	1 857,09
JAL-34	LD-1476-11	563,48	4,21	142 244,12	3 858,96	3 230,73
LAP-13	LD-1421-11	523,02	4,13	129 640,71	1 705,83	1 491,79
LES-13	LD-1459-11	526,02	4,14	130 510,71	5 865,40	4 515,77
LNO-13	LD-1368-11	537,40	3,69	118 823,71	2 971,45	2 188,31
LNO-34	LD-1387-11	632,40	3,63	137 793,71	1 294,65	1 040,83
LMA-13	LD-1382-11	443,40	2,51	66 656,11	1 366,07	710,79
LVG-13	LD-1478-11	613,02	4,03	148 120,71	125,95	105,91
MAL-13	LD-1353-11	479,40	3,39	97 396,11	4 708,84	2 855,27
MAT-13	LD-1482-11	493,86	3,83	113 607,52	2 306,75	1 712,25
MEL-13	LD-1352-11	476,40	3,40	97 096,11	4 029,58	2 439,77
PBA-131	LD-1467-11	345,86	0,25	5 196,26	4 032,56	1 009,77
PBA-132	LD-1468-11	345,86	0,25	5 196,26	2 773,46	694,49
PLA-13	LD-1752-11	529,61	2,46	78 153,93	254,84	139,47
PLA-34	LD-1751-11	529,61	2,48	78 833,93	381,85	210,18
POR-13	LD-1375-11	455,40	3,13	85 424,44	200,49	113,20
QUE-13	LD-1463-11	457,76	3,88	106 619,16	558,78	371,05
QUE-34	LD-1464-11	457,76	3,88	106 619,16	4 378,75	2 907,63
QUI-131	LD-1363-11	377,40	1,22	27 617,65	4 373,94	1 562,24
REU-2	LD-1377-11	363,86	1,54	33 684,12	593,55	277,84
SAN-13	LD-1465-11	447,86	3,83	102 847,52	930,57	591,25
SAN-34	LD-1466-11	400,86	3,84	92 337,52	1 629,55	964,85
SJU-13	LD-1452-11	435,86	1,76	46 116,26	2 688,98	1 005,07
SLM-13	LD-1441-11	394,86	2,86	67 849,92	2 800,00	1 375,00
SMR-13	LD-1376-11	505,40	3,47	105 336,11	4 862,02	3 113,02
TAC-13	LD-1385-11	1 020,69	3,71	226 909,30	1 717,88	2 560,47
TOT-13	LD-1369-11	376,86	1,11	25 061,06	2 901,20	824,20
TOT-34	LD-1830-11	376,86	1,12	25 401,06	659,13	188,33
XEL-13	LD-1360-11	401,40	1,44	34 562,45	7 396,45	2 789,02
ZCP-13	LD-1381-11	380,40	1,25	28 517,65	1 429,45	513,46

Fuente: elaboración propia.

Tabla XVII. Resultados caso 6

CASO 6

NODO	NOMBRE	NF[1/año]	TF[min]	Pfalla[min/año]	PCB[MW]	ECB[MWh/año]
BRI-13	LD-1389-11	106,75	0,59	3 797,50	351,00	152,28
CHP-34	LD-1379-11	103,75	0,41	2 557,50	750,62	219,69
COA-13	LD-1351-11	101,75	0,36	2 197,50	1 661,57	395,47
COB-13	LD-1453-11	106,75	0,47	3 007,50	1 259,67	251,61
COB-34	LD-1420-11	96,75	0,17	967,50	237,88	39,65
COC-13	LD-1365-11	153,29	1,82	16 728,89	283,43	117,34
COC-34	LD-1366-11	153,29	1,82	16 728,89	216,19	89,50
EJI-13	LD-1470-11	114,75	1,20	8 257,50	400,44	171,26
ESP-34	LD-1354-11	101,75	0,41	2 517,50	965,24	185,69
HUE-13	LD-1358-11	111,75	0,74	4 957,50	2 336,48	657,98
HUE-34	LD-1356-11	111,75	0,74	4 957,50	2 198,65	619,16
IXH-13	LD-1383-11	103,75	0,47	2 897,50	530,76	158,32
IXY-34	LD-1384-11	104,75	0,55	3 437,50	600,36	230,27
JAL-13	LD-1488-11	155,75	2,04	19 067,50	643,10	381,69
JAL-34	LD-1476-11	156,75	2,08	19 597,50	930,65	559,58
LAP-13	LD-1421-11	115,75	1,28	8 867,50	420,61	293,55
LES-13	LD-1459-11	106,75	0,96	6 147,50	1 420,79	368,10
LNO-13	LD-1368-11	169,29	1,99	20 188,89	937,36	644,41
LNO-34	LD-1387-11	1 078,85	3,90	252 322,35	2 451,60	7 557,31
LMA-13	LD-1382-11	152,29	1,74	15 878,89	387,76	244,74
LVG-13	LD-1478-11	104,75	0,92	5 807,50	18,88	4,79
MAL-13	LD-1353-11	99,75	0,36	2 177,50	1 186,93	221,88
MAT-13	LD-1482-11	156,75	2,16	20 347,50	629,15	454,16
MEL-13	LD-1352-11	99,75	0,31	1 837,50	1 225,72	221,97
PBA-131	LD-1467-11	99,75	0,46	2 737,50	1 118,56	511,62
PBA-132	LD-1468-11	99,75	0,46	2 737,50	834,68	381,78
PLA-13	LD-1752-11	105,75	0,45	2 877,50	81,96	20,36
PLA-34	LD-1751-11	241,40	2,48	35 949,74	122,16	89,88
POR-13	LD-1375-11	98,75	0,22	1 327,50	63,61	14,25
QUE-13	LD-1463-11	98,75	1,15	6 827,50	144,76	39,51
QUE-34	LD-1464-11	98,75	1,15	6 827,50	1 001,01	273,18
QUI-131	LD-1363-11	102,75	0,50	3 077,50	1 189,18	593,63
REU-2	LD-1377-11	108,07	0,71	4 622,40	150,23	107,09
SAN-13	LD-1465-11	136,75	1,80	14 727,50	233,92	93,13
SAN-34	LD-1466-11	98,75	1,15	6 827,50	582,87	159,07
SJU-13	LD-1452-11	98,75	0,22	1 307,50	617,77	106,36
SLM-13	LD-1441-11	100,75	0,53	3 217,50	741,40	189,38
SMR-13	LD-1376-11	99,75	0,36	2 177,50	1 358,10	253,87
TAC-13	LD-1385-11	113,75	1,25	8 502,30	428,92	477,22
TOT-13	LD-1369-11	101,75	0,42	2 537,50	584,06	142,35
TOT-34	LD-1830-11	101,75	0,42	2 537,50	641,35	156,32
XEL-13	LD-1360-11	106,75	0,59	3 797,50	2 286,55	992,01
ZCP-13	LD-1381-11	105,75	0,63	3 977,50	486,91	227,47

Fuente: elaboración propia.

Tabla XVIII. Resultados caso 7

CASO 7

NODO	NOMBRE	NF[1/año]	TF[min]	Pfalla[min/año]	PCM[MW]	ECM[MWh/año]
BRI-13	LD-1389-11	3 951,33	1,00	236 564,88	2 188,24	654,61
CHP-34	LD-1379-11	3 879,93	0,98	227 451,45	25 756,62	6 580,06
COA-13	LD-1351-11	7 729,80	5,31	2 461 079,26	77 919,83	85 471,50
COB-13	LD-1453-11	4 239,74	1,96	497 892,23	52 141,76	17 404,09
COB-34	LD-1420-11	3 870,89	0,33	75 407,64	10 155,57	1 532,77
COC-13	LD-1365-11	3 856,65	0,67	154 325,08	10 705,92	1 984,64
COC-34	LD-1366-11	3 856,65	0,67	154 325,08	13 879,16	2 572,90
EJI-13	LD-1470-11	8 042,05	5,84	2 817 865,30	19 310,02	24 206,26
ESP-34	LD-1354-11	3 927,40	0,93	217 937,82	54 991,81	12 086,96
HUE-13	LD-1358-11	3 939,79	0,99	234 018,49	89 123,00	22 827,18
HUE-34	LD-1356-11	3 939,79	0,99	234 018,49	87 672,89	22 455,76
IXH-13	LD-1383-11	3 939,79	0,95	225 585,68	20 771,85	5 728,08
IXY-34	LD-1384-11	3 951,33	0,98	231 672,48	36 483,82	10 143,04
JAL-13	LD-1488-11	8 030,35	5,71	2 751 437,75	27 170,82	32 653,46
JAL-34	LD-1476-11	7 969,79	5,75	2 749 513,44	44 712,48	53 777,64
LAP-13	LD-1421-11	7 904,54	5,67	2 686 881,43	20 118,51	24 737,03
LES-13	LD-1459-11	7 987,48	5,71	2 738 431,79	69 254,19	83 026,12
LNO-13	LD-1368-11	7 939,30	5,59	2 660 591,68	34 838,08	41 015,49
LNO-34	LD-1387-11	8 324,51	5,71	2 851 436,68	14 932,04	18 665,27
LMA-13	LD-1382-11	4 058,96	1,51	366 475,07	14 891,70	4 273,45
LVG-13	LD-1478-11	8 089,07	5,73	2 782 796,32	1 446,55	1 774,87
MAL-13	LD-1353-11	7 777,68	5,31	2 478 238,54	56 086,57	61 076,45
MAT-13	LD-1482-11	7 810,40	5,60	2 625 329,18	27 043,50	32 067,69
MEL-13	LD-1352-11	7 696,53	5,28	2 438 154,26	47 933,81	51 647,25
PBA-131	LD-1467-11	3 832,24	0,18	41 924,41	44 682,41	8 147,03
PBA-132	LD-1468-11	3 832,24	0,24	54 637,89	30 731,09	5 773,18
PLA-13	LD-1752-11	4 455,31	2,41	643 784,12	2 738,77	1 177,54
PLA-34	LD-1751-11	4 461,36	2,40	641 129,15	4 104,39	1 699,81
POR-13	LD-1375-11	7 594,85	5,13	2 337 679,57	2 395,55	2 535,83
QUE-13	LD-1463-11	7 979,82	5,70	2 726 635,82	6 711,10	7 924,14
QUE-34	LD-1464-11	7 979,82	5,70	2 726 635,82	52 590,31	62 096,01
QUI-131	LD-1363-11	3 906,92	0,85	200 084,06	48 120,87	10 984,77
REU-2	LD-1377-11	3 876,23	0,92	214 795,07	6 647,16	1 564,83
SAN-13	LD-1465-11	7 667,57	5,55	2 553 716,38	11 153,89	12 506,02
SAN-34	LD-1466-11	7 568,47	5,50	2 499 183,20	19 761,83	21 764,56
SJU-13	LD-1452-11	4 139,14	1,66	411 423,46	29 586,31	8 850,21
SLM-13	LD-1441-11	7 568,45	5,16	2 340 724,20	34 008,23	35 447,86
SMR-13	LD-1376-11	4 127,43	2,50	617 997,74	52 537,20	20 929,61
TAC-13	LD-1385-11	9 597,52	6,11	3 516 249,70	16 979,73	28 823,64
TOT-13	LD-1369-11	3 848,89	0,68	157 389,80	32 207,15	6 765,44
TOT-34	LD-1830-11	3 853,51	0,72	166 901,61	7 318,12	1 567,32
XEL-13	LD-1360-11	3 905,73	0,77	181 133,03	81 045,12	21 572,05
ZCP-13	LD-1381-11	3 913,81	0,86	202 334,68	15 741,08	3 740,34

Fuente: elaboración propia.

Tabla XIX. Resultados caso 8

CASO 8

NODO	NOMBRE	NF[1/año]	TF[min]	Pfalla[min/año]	PCM[MW]	ECM[MWh/año]
BRI-13	LD-1389-11	3 073,51	0,33	61 645,53	10 223,44	2 316,13
CHP-34	LD-1379-11	3 040,03	0,23	42 634,60	22 418,87	4 067,82
COA-13	LD-1351-11	3 030,96	0,22	39 951,32	50 419,46	7 847,98
COB-13	LD-1453-11	3 053,84	0,30	54 213,48	38 612,84	5 364,62
COB-34	LD-1420-11	2 991,70	0,15	27 354,86	7 351,83	913,48
COC-13	LD-1365-11	3 027,63	0,22	39 514,85	8 285,83	1 084,38
COC-34	LD-1366-11	3 027,63	0,22	39 514,85	6 320,27	827,15
EJI-13	LD-1470-11	3 073,07	15,10	2 783 962,90	11 835,68	37 581,57
ESP-34	LD-1354-11	3 006,58	0,16	28 959,06	29 692,85	3 714,09
HUE-13	LD-1358-11	3 092,39	0,36	67 023,52	70 315,34	12 443,50
HUE-34	LD-1356-11	3 152,28	0,49	93 066,14	66 298,93	12 663,27
IXH-13	LD-1383-11	3 025,88	0,21	38 795,06	15 832,62	3 010,71
IXY-34	LD-1384-11	3 060,66	0,31	56 624,66	17 753,68	3 546,95
JAL-13	LD-1488-11	3 090,79	15,25	2 828 589,06	18 253,13	58 449,84
JAL-34	LD-1476-11	3 090,79	15,25	2 828 589,06	26 389,86	84 505,14
LAP-13	LD-1421-11	3 039,66	15,22	2 776 423,03	11 693,12	37 734,48
LES-13	LD-1459-11	3 027,18	15,22	2 765 005,50	43 512,64	137 713,12
LNO-13	LD-1368-11	3 117,56	0,40	73 890,08	26 063,38	4 698,16
LNO-34	LD-1387-11	9 987,95	10,77	6 455 272,68	35 898,54	191 122,66
LMA-13	LD-1382-11	3 044,70	0,27	48 791,93	10 881,34	1 542,69
LVG-13	LD-1478-11	3 014,34	15,26	2 760 113,10	579,24	1 832,45
MAL-13	LD-1353-11	3 014,34	0,18	32 592,85	36 597,26	4 650,60
MAT-13	LD-1482-11	3 053,27	15,40	2 821 433,52	17 400,26	56 470,95
MEL-13	LD-1352-11	3 014,34	0,18	32 592,85	37 793,01	4 802,55
PBA-131	LD-1467-11	2 994,57	0,19	33 468,76	33 579,91	6 255,08
PBA-132	LD-1468-11	2 994,57	0,19	33 468,76	25 057,81	4 667,63
PLA-13	LD-1752-11	3 123,46	0,47	88 712,32	2 479,64	420,09
PLA-34	LD-1751-11	3 472,32	1,21	251 668,22	3 256,82	880,37
POR-13	LD-1375-11	3 001,49	0,15	27 815,87	1 933,28	298,61
QUE-13	LD-1463-11	3 013,03	15,48	2 799 288,30	4 467,76	14 232,01
QUE-34	LD-1464-11	3 013,03	15,48	2 799 288,30	30 894,95	98 415,60
QUI-131	LD-1363-11	3 025,02	0,21	37 227,50	34 898,98	6 396,36
REU-2	LD-1377-11	3 018,21	0,19	33 966,76	4 181,16	662,44
SAN-13	LD-1465-11	3 022,18	15,44	2 799 861,83	6 938,98	22 106,20
SAN-34	LD-1466-11	3 001,49	15,51	2 793 316,91	17 982,66	57 245,86
SJU-13	LD-1452-11	3 014,34	0,21	37 268,05	19 067,57	2 472,66
SLM-13	LD-1441-11	3 003,24	15,46	2 785 976,03	22 424,56	71 361,58
SMR-13	LD-1376-11	3 014,34	0,18	32 592,85	41 874,80	5 321,24
TAC-13	LD-1385-11	3 039,18	0,24	43 565,46	11 649,17	2 237,55
TOT-13	LD-1369-11	3 014,34	0,18	32 708,26	17 706,11	2 781,73
TOT-34	LD-1830-11	3 014,34	0,18	32 708,26	19 443,07	3 054,61
XEL-13	LD-1360-11	3 037,42	0,25	44 881,87	66 494,72	14 825,68
ZCP-13	LD-1381-11	3 021,23	0,19	34 958,89	14 220,60	2 406,25

Fuente: elaboración propia.

Luego de obtener estos índices de confiabilidad, se procedió a ingresar estos datos en la ecuación 6. Esta energía se valorizó según el numeral 3.3.2. en el segundo inciso.

Para la realización de este estudio se tomó en cuenta la base de datos de indisponibilidades de las líneas de transmisión del INDE, TRELEC y *Duke Energy Transmission* correspondientes al 2008. Para efectos del estudio se estableció como falla corta, aquellas fallas cuya duración es menor a los diez minutos y fallas largas a las fallas cuya duración es mayor o igual a diez minutos. La combinación de los casos quedó de la siguiente manera:

Tabla XX. **Casos de estudio**

	Estacionalidad	Base de datos	Configuración
Caso 1	Seco	Norma	Actual
Caso 2	Lluvioso	Norma	Actual
Caso 3	Seco	Real	Actual
Caso 4	Lluvioso	Real	Actual
Caso 5	Seco	Norma	PET
Caso 6	Lluvioso	Norma	PET
Caso 7	Seco	Real	PET
Caso 8	Lluvioso	Real	PET

Fuente: elaboración propia.

Luego de obtener el costo de energía no suministrada total por caso, se utilizaron las ecuaciones 7 y 8 para obtener el costo del beneficio de la confiabilidad asociada para cada escenario como se mostrará en los numerales 4.1 al 4.4.

4.1. Escenario 1

El objetivo del escenario 1 es demostrar la importancia del cumplimiento de la NTCSTS en el sistema de transmisión actual; para esto se comparan los siguientes casos:

- Caso 1: época seca, configuración de red actual, base de datos en función de la norma NTCSTS.
- Caso 3: época seca, configuración de red actual, base de datos en función de las indisponibilidades presentadas en el 2008.

Los resultados obtenidos con el *software* NEPLAN muestran que la ENS total para el caso 1 es de 53 327,94 megavatios-hora al año y para el caso 3 es de 470 773,12 megavatios-hora al año; al evaluar el CENS se muestra que al cumplir con la normativa vigente se tendría un ahorro de 251 millones de dólares al año.

Tabla XXI. **Comparación caso 1 y 3**

	Caso 1	Caso 3	Beneficio
ENS [MWh/año]	53 327,94	470 773,12	417 445,18
CENS [\$/año]	24 751 544,39	275 780 206,07	251 028 661,69

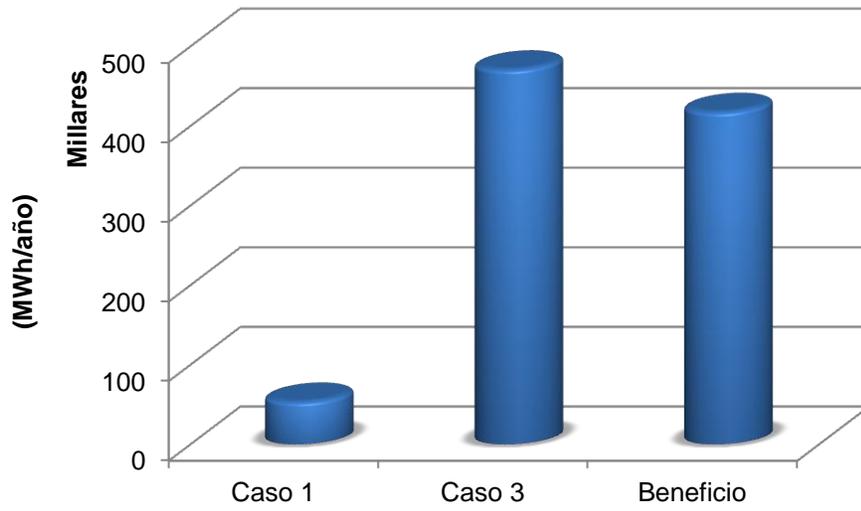
Fuente: elaboración propia.

Tabla XXII. Resultados caso 1 y 3

	CASO 1	CASO 3	Beneficio MWh	Beneficio US\$
BRI-13	13 290,71	336 873,97	-583,31	-323 583,26
CHP-34	78 868,85	2 054 839,51	-3 545,62	-1 975 970,66
COA-13	108 096,48	2 903 133,21	-5 045,51	-2 795 036,72
COB-13	571 827,11	6 592 358,08	-11 234,35	-6 020 530,97
COB-34	112 483,84	1 294 164,96	-2 206,84	-1 181 681,13
COC-13	5 466,60	136 749,84	-254,58	-131 283,23
COC-34	7 086,91	177 281,57	-330,04	-170 194,66
EJI-13	44 277,14	675 962,70	-1 119,34	-631 685,56
ESP-34	11 200,29	827 187,83	-1 730,75	-815 987,55
HUE-13	271 464,83	6 974 092,82	-12 102,36	-6 702 627,99
HUE-34	267 047,86	6 860 617,28	-11 905,45	-6 593 569,43
IXH-13	94 905,25	2 417 299,13	-4 189,04	-2 322 393,88
IXY-34	166 193,62	4 233 061,62	-7 335,65	-4 066 868,00
JAL-13	3 084 519,80	26 427 043,20	-36 175,98	-23 342 523,41
JAL-34	5 083 148,59	43 550 449,51	-59 616,23	-38 467 300,93
LAP-13	89 112,05	1 106 929,56	-1 615,48	-1 017 817,51
LES-13	47 840,53	1 044 995,02	-2 140,22	-997 154,49
LNO-13	3 412 015,00	29 479 344,30	-40 420,79	-26 067 329,30
LNO-34	624 945,18	6 018 309,50	-8 431,63	-5 393 364,32
LMA-13	34 005,07	844 804,99	-1 279,19	-810 799,92
LVG-13	397,88	14 616,69	-35,93	-14 218,82
MAL-13	171 379,99	4 566 679,46	-7 959,73	-4 395 299,48
MAT-13	3 117 351,80	26 843 084,00	-36 764,35	-23 725 732,21
MEL-13	146 783,76	3 820 451,53	-6 602,75	-3 673 667,77
PBA-131	136 621,12	1 559 304,09	-2 029,44	-1 422 682,98
PBA-132	93 963,49	1 072 439,19	-1 395,78	-978 475,69
PLA-13	38 085,82	435 683,92	-710,76	-397 598,10
PLA-34	57 067,94	652 981,21	-1 065,29	-595 913,28
POR-13	10 694,64	274 560,00	-476,28	-263 865,36
QUE-13	49 480,70	584 030,28	-1 053,67	-534 549,59
QUE-34	387 746,16	4 576 651,13	-8 256,88	-4 188 904,96
QUI-131	232 519,21	7 199 028,46	-13 838,72	-6 966 509,25
REU-2	30 481,10	804 688,07	-1 386,25	-774 206,97
SAN-13	726 146,25	6 927 143,60	-9 793,01	-6 200 997,35
SAN-34	1 284 064,09	12 238 353,60	-17 289,48	-10 954 289,52
SJU-13	280 283,97	3 242 721,07	-5 701,26	-2 962 437,10
SLM-13	1 549 036,05	13 959 930,94	-20 254,65	-12 410 894,89
SMR-13	79 810,61	2 209 280,58	-3 890,72	-2 129 469,97
TAC-13	879 640,17	8 256 005,61	-11 770,81	-7 376 365,44
TOT-13	305 123,55	7 581 766,57	-13 232,91	-7 276 643,03
TOT-34	69 322,65	1 722 524,45	-3 006,43	-1 653 201,80
XEL-13	737 992,79	18 586 803,70	-32 136,96	-17 848 810,91
ZCP-13	239 754,97	4 695 979,30	-7 530,79	-4 456 224,33
		Total	-417 445,18	-251 028 661,69

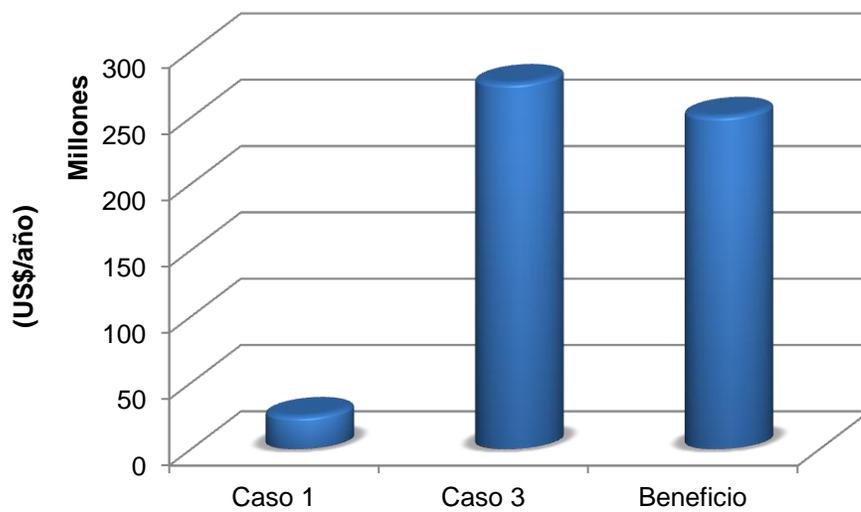
Fuente: elaboración propia.

Figura 26. **Ens caso 1 vrs. caso 3**



Fuente: elaboración propia.

Figura 27. **Cens caso 1 vrs. caso 3**



Fuente: elaboración propia.

4.2. Escenario 2

El objetivo del escenario 2 es demostrar la importancia del cumplimiento de la NTCSTS en el sistema de transmisión actual; para esto se comparan los siguientes casos:

- Caso 2: época lluviosa, configuración de red actual, base de datos en función de la norma NTCSTS.
- Caso 4: época lluviosa, configuración de red actual, base de datos en función de las indisponibilidades presentadas en el 2008.

Los resultados obtenidos con el *software* NEPLAN muestran que la ENS total para el caso 2 es de 30 917,10 megavatios-hora al año y para el caso 4 es de 306 590,41 megavatios-hora al año; al evaluar el CENS se muestra que al cumplir con la normativa vigente se tendría un ahorro de 162 millones de dólares al año.

Tabla XXIII. **Comparación caso 2 y 4**

	Caso 2	Caso 4	Beneficio
ENS [MWh/año]	30 917,10	306 590,41	275 673,31
CENS [\$ /año]	14 290 202,45	176 553 745,00	162 263 542,55

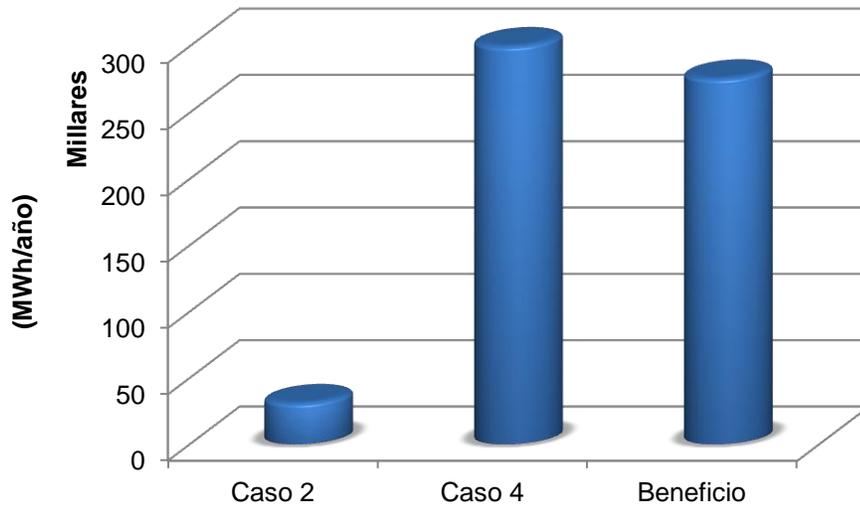
Fuente: elaboración propia.

Tabla XXIV. Resultados caso 2 y 4

	CASO 2	CASO 4	Beneficio MWh	Beneficio US\$
BRI-13	34 248,13	868 914,53	-1 502,08	-834 666,40
CHP-34	75 791,56	1 935 394,35	-3 345,00	-1 859 602,79
COA-13	103 878,47	2 725 502,48	-4 708,48	-2 621 624,00
COB-13	167 162,18	1 899 875,41	-2 587,18	-1 732 713,23
COB-34	32 888,57	373 638,24	-508,83	-340 749,67
COC-13	12 610,99	263 965,69	-433,93	-251 354,70
COC-34	16 344,55	342 144,26	-562,45	-325 799,71
EJI-13	32 341,42	513 727,97	-740,94	-481 386,54
ESP-34	24 220,94	296 130,74	-532,28	-271 909,79
HUE-13	300 031,91	6 933 104,52	-12 001,00	-6 633 072,60
HUE-34	295 150,36	6 818 698,74	-11 804,04	-6 523 548,38
IXH-13	91 204,54	2 325 090,80	-4 021,49	-2 233 886,25
IXY-34	159 707,43	4 071 694,85	-7 042,94	-3 911 987,42
JAL-13	2 168 000,86	16 849 445,03	-22 388,63	-14 681 444,17
JAL-34	3 572 586,79	27 729 832,26	-36 803,02	-24 157 245,47
LAP-13	80 281,49	915 142,60	-1 167,73	-834 861,11
LES-13	#¡DIV/0!	186 716,44	-371,79	#¡DIV/0!
LNO-13	816 545,21	11 274 703,35	-16 452,51	-10 458 158,14
LNO-34	82 540,11	1 717 243,41	-2 613,68	-1 634 703,30
LMA-13	34 858,28	848 721,00	-1 290,62	-813 862,71
LVG-13	#¡DIV/0!	3 776,23	-7,49	#¡DIV/0!
MAL-13	149 739,40	3 884 457,64	-6 717,34	-3 734 718,24
MAT-13	2 663 271,52	20 458 289,29	-26 882,90	-17 795 017,77
MEL-13	128 238,15	3 303 929,63	-5 710,58	-3 175 691,48
PBA-131	131 288,91	1 516 319,02	-1 975,29	-1 385 030,11
PBA-132	90 289,31	1 042 794,95	-1 358,43	-952 505,64
PLA-13	16 656,11	186 947,19	-254,39	-170 291,08
PLA-34	24 956,53	282 256,10	-384,59	-257 299,57
POR-13	9 629,80	244 660,52	-422,98	-235 030,73
QUE-13	20 202,92	345 493,77	-669,16	-325 290,86
QUE-34	158 380,34	2 708 420,56	-5 245,70	-2 550 040,22
QUI-131	1 048 936,35	15 185 593,30	-29 486,79	-14 136 656,95
REU-2	29 307,22	746 227,24	-1 289,15	-716 920,02
SAN-13	93 602,48	1 189 650,48	-1 841,98	-1 096 048,00
SAN-34	163 559,26	2 096 000,84	-3 252,00	-1 932 441,59
SJU-13	51 850,88	594 360,77	-809,01	-542 509,88
SLM-13	104 927,43	1 132 268,96	-1 659,19	-1 027 341,52
SMR-13	76 700,16	2 060 149,61	-3 573,17	-1 983 449,45
TAC-13	63 210,48	1 643 561,32	-2 844,98	-1 580 350,84
TOT-13	293 198,39	7 195 459,63	-12 461,46	-6 902 261,25
TOT-34	66 649,76	1 637 112,20	-2 834,81	-1 570 462,44
XEL-13	709 222,77	17 855 187,63	-30 846,48	-17 145 964,87
ZCP-13	95 990,48	2 351 141,46	-4 266,84	-2 255 150,98
		Total	-275 673,31	-162 263 542,55

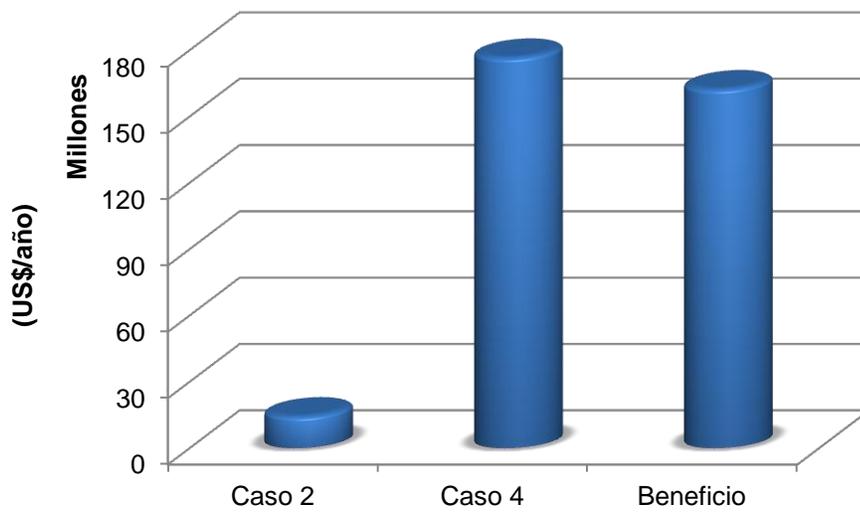
Fuente: elaboración propia.

Figura 28. **Ens caso 2 vrs. caso 4**



Fuente: elaboración propia.

Figura 29. **Cens caso 2 vrs. caso 4**



Fuente: elaboración propia.

4.3. Escenario 3

El objetivo del escenario 3 es demostrar la importancia del cumplimiento de la NTCSTS al finalizar las obras de transmisión del PET; para esto se comparan los siguientes casos:

- Caso 5: época seca, configuración de red PET, base de datos en función de la norma NTCSTS.
- Caso 7: época seca, configuración de red PET, base de datos en función de las indisponibilidades presentadas en el 2008.

Al realizar el estudio de confiabilidad de la red simulando la configuración futura que esta tendrá con las obras del PET los resultados obtenidos con el *software* NEPLAN, muestran que la ENS total para el caso 5 es de 60 833,34 megavatios-hora al año y para el caso 7 es de 882 192,72 megavatios-hora al año; al evaluar el CENS se muestra que al cumplir con la normativa vigente se tendría un ahorro de 2 738,8 millones de dólares al año.

Tabla XXV. **Comparación caso 5 y 7**

	Caso 5	Caso 7	Beneficio
ENS [MWh/año]	60 833,34	882 192,72	821 359,38
CENS [\$/año]	264 723 877,78	3 003 507 923,17	2 738 784 045,39

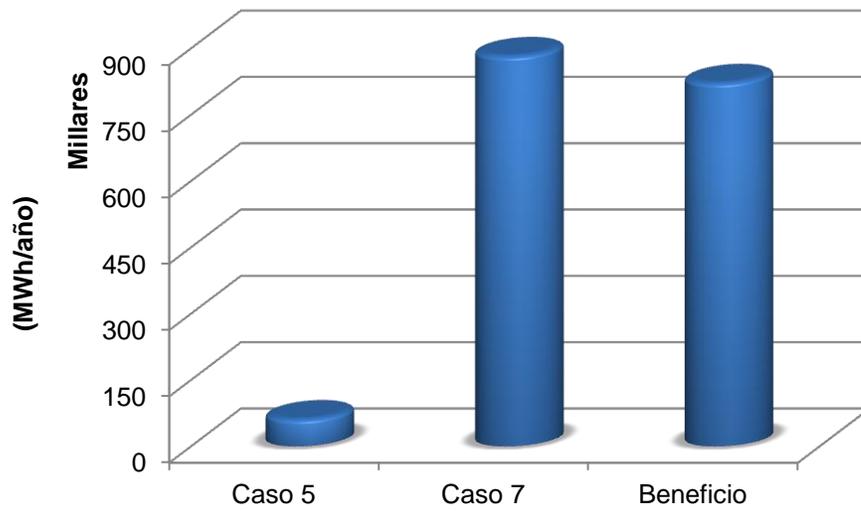
Fuente: elaboración propia.

Tabla XXVI. Resultados caso 5 y 7

	CASO 5	CASO 7	Beneficio MWh	Beneficio US\$
BRI-13	433 434,61	4 838 378,56	-581,79	-4 404 943,95
CHP-34	5 098 868,89	56 937 570,36	-5 752,04	-51 838 701,47
COA-13	14 421 162,88	172 241 662,58	-81 732,74	-157 820 499,70
COB-13	10 475 815,48	115 255 348,88	-15 341,81	-104 779 533,41
COB-34	1 996 526,63	22 473 131,16	-1 363,62	-20 476 604,53
COC-13	2 123 681,35	23 670 309,21	-1 726,19	-21 546 627,86
COC-34	2 753 143,10	30 686 215,83	-2 237,84	-27 933 072,73
EJI-13	3 719 977,77	42 689 648,36	-22 720,23	-38 969 670,59
ESP-34	10 966 320,83	121 588 743,18	-10 523,91	-110 622 422,35
HUE-13	17 771 479,09	197 028 241,76	-20 220,68	-179 256 762,67
HUE-34	17 504 199,05	193 822 415,73	-19 878,76	-176 318 216,68
IXH-13	4 152 089,38	45 905 603,55	-5 111,31	-41 753 514,16
IXY-34	7 227 752,13	80 638 861,54	-8 982,61	-73 411 109,42
JAL-13	5 174 734,89	60 061 213,59	-30 796,38	-54 886 478,70
JAL-34	8 530 390,10	98 848 068,44	-50 546,91	-90 317 678,34
LAP-13	3 770 940,30	44 473 804,36	-23 245,24	-40 702 864,06
LES-13	12 966 179,65	153 099 815,58	-78 510,35	-140 133 635,93
LNO-13	6 568 702,87	77 012 601,09	-38 827,18	-70 443 898,22
LNO-34	2 862 472,12	33 010 685,66	-17 624,44	-30 148 213,55
LMA-13	3 020 572,98	32 925 444,11	-3 562,66	-29 904 871,13
LVG-13	278 431,23	3 198 068,97	-1 668,96	-2 919 637,74
MAL-13	10 409 638,10	124 000 314,36	-58 221,18	-113 590 676,26
MAT-13	5 099 490,96	59 782 801,57	-30 355,44	-54 683 310,61
MEL-13	8 908 484,12	105 971 754,58	-49 207,48	-97 063 270,46
PBA-131	8 900 359,90	98 599 481,55	-7 137,26	-89 699 121,66
PBA-132	6 121 372,30	68 044 740,32	-5 078,69	-61 923 368,03
PLA-13	563 256,50	6 053 828,66	-998,07	-5 490 572,16
PLA-34	844 184,33	9 073 120,71	-1 489,63	-8 228 936,38
POR-13	443 170,96	5 295 859,66	-2 422,63	-4 852 688,71
QUE-13	1 235 302,91	14 836 586,44	-7 553,09	-13 601 283,52
QUE-34	9 680 217,01	116 264 122,96	-59 188,38	-106 583 905,94
QUI-131	9 672 227,27	106 437 225,77	-9 422,52	-96 764 998,51
REU-2	1 312 230,39	14 701 910,17	-1 286,99	-13 389 679,78
SAN-13	2 056 999,28	24 658 330,06	-11 914,76	-22 601 330,79
SAN-34	3 602 275,22	43 691 401,02	-20 799,71	-40 089 125,80
SJU-13	5 943 065,06	65 420 738,63	-7 845,14	-59 477 673,57
SLM-13	6 190 168,31	75 188 303,77	-34 072,86	-68 998 135,47
SMR-13	10 749 388,37	116 121 033,12	-17 816,59	-105 371 644,75
TAC-13	3 797 543,87	37 535 960,73	-26 263,17	-33 738 416,86
TOT-13	6 411 730,70	71 248 529,53	-5 941,24	-64 836 798,83
TOT-34	1 456 660,19	16 181 317,48	-1 378,98	-14 724 657,29
XEL-13	16 350 340,56	179 180 867,73	-18 783,03	-162 830 527,17
ZCP-13	3 158 896,16	34 813 861,84	-3 226,88	-31 654 965,68
		Total	-821 359,38	-2 738 784 045,39

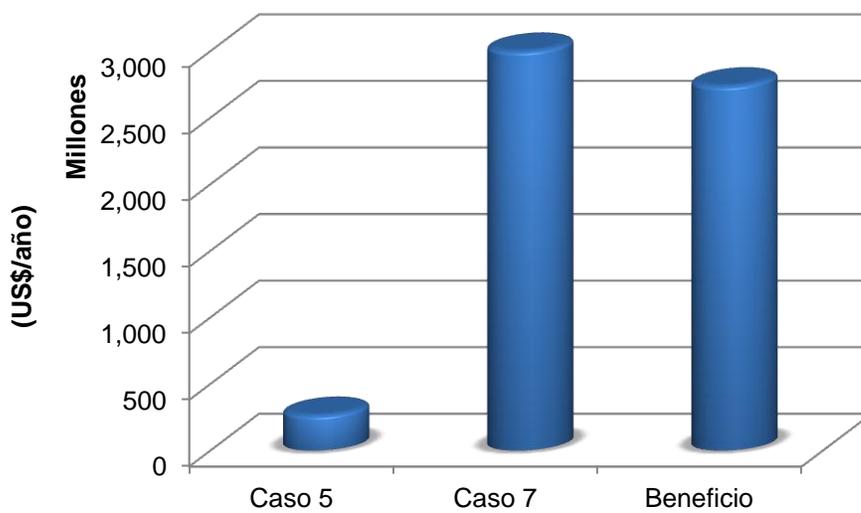
Fuente: elaboración propia.

Figura 30. **Ens caso 5 vrs. caso 7**



Fuente: elaboración propia.

Figura 31. **Cens caso 5 vrs. caso 7**



Fuente: elaboración propia.

4.4. Escenario 4

El objetivo del escenario 4 es demostrar la importancia del cumplimiento de la NTCSTS al finalizar las obras de transmisión del PET; para esto se comparan los siguientes casos:

- Caso 6: época lluviosa, configuración de red PET, base de datos en función de la norma NTCSTS.
- Caso 8: época lluviosa, configuración de red PET, base de datos en función de las indisponibilidades presentadas en el 2008.

Al realizar el estudio de confiabilidad de la red simulando la configuración futura que esta tendrá con las obras del PET los resultados obtenidos con el *software* NEPLAN, muestran que la ENS total para el caso 6 es de 19 068,86 megavatios-hora al año y para el caso 8 es de 994 945,84 megavatios-hora al año; al evaluar el CENS se muestra que al cumplir con la normativa vigente se tendría un ahorro de 2 131,4 millones de dólares al año.

Tabla XXVII. **Comparación caso 6 y 8**

	Caso 6	Caso 8	Beneficio
ENS [MWh/año]	19 068,86	994 945,84	975 876,98
CENS [\$ /año]	76 739 271,62	2 208 168 734,11	2 131 429 462,49

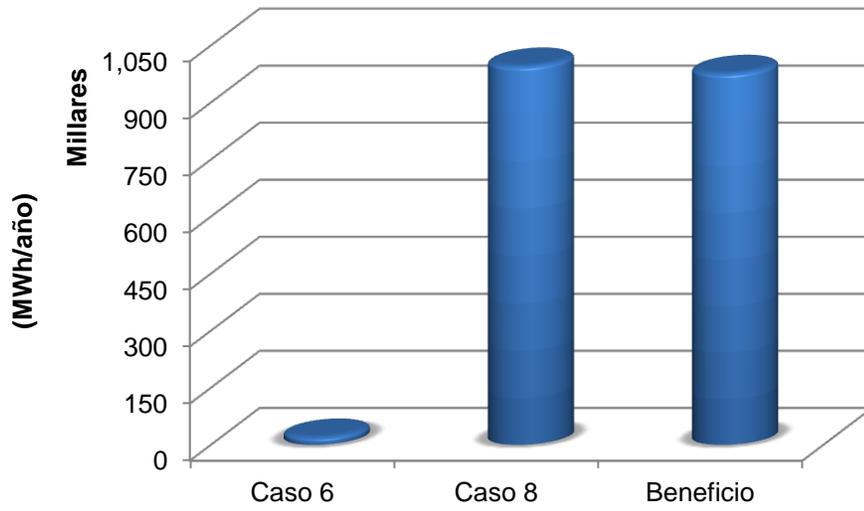
Fuente: elaboración propia.

Tabla XXVIII. Resultados caso 6 y 8

	CASO 6	CASO 8	Beneficio MWh	Beneficio US\$
BRI-13	776 086,35	22 581 685,81	-2 163,86	-21 805 599,46
CHP-34	1 660 022,09	49 616 476,06	-3 848,13	-47 956 453,98
COA-13	3 673 739,26	111 622 338,91	-7 452,50	-107 948 599,65
COB-13	2 787 397,32	85 396 957,68	-5 113,01	-82 609 560,36
COB-34	526 932,53	16 210 726,00	-873,83	-15 683 793,47
COC-13	626 621,89	18 357 559,48	-967,05	-17 730 937,59
COC-34	477 974,18	14 002 800,06	-737,65	-13 524 825,88
EJI-13	884 987,26	26 165 610,68	-37 410,31	-25 280 623,42
ESP-34	2 131 961,82	65 833 355,72	-3 528,40	-63 701 393,90
HUE-13	5 162 649,79	155 347 677,24	-11 785,52	-150 185 027,45
HUE-34	4 858 094,46	146 549 979,21	-12 044,11	-141 691 884,76
IXH-13	1 172 192,29	35 052 746,22	-2 852,40	-33 880 553,93
IXY-34	1 327 369,18	39 203 856,46	-3 316,68	-37 876 487,28
JAL-13	1 421 423,80	40 352 694,21	-58 068,15	-38 931 270,41
JAL-34	2 057 656,99	58 340 790,17	-83 945,56	-56 283 133,18
LAP-13	929 980,83	25 849 364,76	-37 440,93	-24 919 383,93
LES-13	3 141 590,32	96 192 042,89	-137 345,03	-93 050 452,57
LNO-13	2 072 646,68	57 615 236,01	-4 053,75	-55 542 589,34
LNO-34	5 419 753,67	79 362 538,12	-183 565,34	-73 942 784,45
LMA-13	857 335,52	24 047 531,63	-1 297,95	-23 190 196,11
LVG-13	41 743,45	1 280 526,07	-1 827,66	-1 238 782,62
MAL-13	2 625 205,48	80 811 092,18	-4 428,72	-78 185 886,71
MAT-13	1 390 558,30	38 466 249,39	-56 016,79	-37 075 691,10
MEL-13	2 709 530,48	83 451 441,08	-4 580,58	-80 741 910,60
PBA-131	2 470 661,88	74 125 588,02	-5 743,46	-71 654 926,13
PBA-132	1 843 642,16	55 313 583,61	-4 285,86	-53 469 941,45
PLA-13	181 377,02	5 477 493,77	-399,73	-5 296 116,75
PLA-34	270 048,78	7 200 017,95	-790,49	-6 929 969,18
POR-13	140 581,86	4 261 284,19	-284,36	-4 120 702,33
QUE-13	319 924,91	9 876 641,44	-14 192,51	-9 556 716,53
QUE-34	2 212 305,82	68 297 839,02	-98 142,42	-66 085 533,20
QUI-131	2 627 931,13	77 110 028,11	-5 802,73	-74 482 096,99
REU-2	332 184,44	9 264 695,42	-555,35	-8 932 510,99
SAN-13	517 147,50	15 340 378,46	-22 013,07	-14 823 230,96
SAN-34	1 288 186,35	39 754 895,63	-57 086,79	-38 466 709,28
SJU-13	1 367 708,97	42 140 351,87	-2 366,30	-40 772 642,90
SLM-13	1 638 223,22	49 574 058,35	-71 172,21	-47 935 835,13
SMR-13	3 003 775,85	92 464 523,82	-5 067,37	-89 460 747,97
TAC-13	948 392,04	25 762 516,07	-1 760,34	-24 814 124,03
TOT-13	1 292 282,72	39 175 685,44	-2 639,37	-37 883 402,72
TOT-34	1 419 055,68	43 018 798,54	-2 898,29	-41 599 742,86
XEL-13	5 055 760,40	146 837 349,43	-13 833,67	-141 781 589,03
ZCP-13	1 076 626,95	31 461 728,91	-2 178,78	-30 385 101,97
		Total	-975 876,98	-2 131 429 462,49

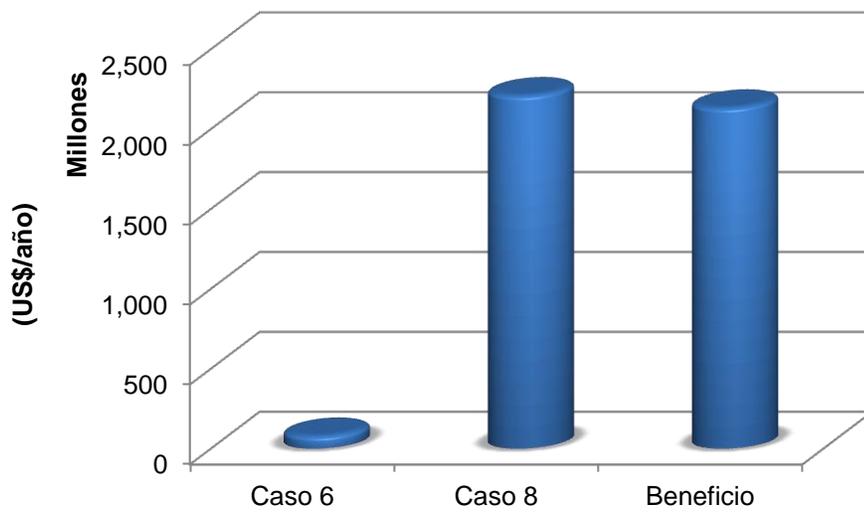
Fuente: elaboración propia.

Figura 32. **Ens caso 6 vrs. caso 8**



Fuente: elaboración propia.

Figura 33. **Cens caso 6 vrs. caso 8**



Fuente: elaboración propia.

4.5. Análisis de resultados

En la siguiente tabla se pueden observar los resultados de ENS y CENS para cada uno de los escenarios. En cada uno de ellos se demuestra la importancia del cumplimiento de la NTCSTS; en los escenarios uno y dos para el sistema de transmisión actual; y en los escenarios tres y cuatro al finalizar las obras de transmisión del PET.

Tabla XXIX. **Resumen de resultados**

	ENS Norma	ENS Real	CENS Norma	CENS Real
Escenario 1	53 327,94	470 773,12	24 751 544,39	275 780 206,07
Escenario 2	30 917,10	306 590,41	14 290 202,45	176 553 745,00
Escenario 3	60 833,34	882 192,72	264 723 877,78	3 003 507 923,17
Escenario 4	19 068,86	994 945,84	76 739 271,62	2 208 168 734,11

Fuente: elaboración propia.

Al cumplir la norma NTCSTS se presentan ahorros en energía no suministrada y su costo asociado bastante considerables.

Tabla XXX. **Beneficios**

	ENS [MWh/año]	CENS [\$/año]
Escenario 1	417 445,18	251 028 661,69
Escenario 2	275 673,31	162 263 542,55
Escenario 3	821 359,38	2 738 784 045,39
Escenario 4	975 876,98	2 131 429 462,49

Fuente: elaboración propia.

El costo total de implementar el plan de expansión del sistema de transporte se ha calculado en valores actuales aproximados, los cuales debido a la variación de los precios del cobre, cemento y acero pueden variar significativamente. Además se ha comparado el costo total con los ahorros totales que representaría la construcción del plan completo, entre ellos pérdidas por transmisión, reducción del costo de operación térmica y reducción en el costo marginal de la demanda.

Tabla XXXI. **Costo total del plan en millones de dólares y ahorro**

Costo Total del Plan	Ahorros por confiabilidad	
	Escenario 3	Escenario 4
495	2 700	2 100

Fuente: elaboración propia.

4.6. Propuesta de nuevo cálculo para sanciones por indisponibilidad

En el numeral 2.1.1.3 se presenta la metodología actual para el cálculo de las sanciones para cada línea que supere las tolerancias correspondientes a la tasa de indisponibilidad o a la duración total de indisponibilidad forzada. La metodología presenta la sanción total de la siguiente manera:

Figura 34. **Sanción total actual**

$$ST = SNTIFL_i + SDTIFL_i$$

Fuente: elaboración propia.

Al evaluar esta ecuación se puede notar que el cálculo de la sanción total no se encuentra vinculado a la energía no suministrada y tampoco al número de usuarios afectados en el momento de una indisponibilidad.

Para que el cálculo de la sanción tenga un peso mayor para el transportista se propone que dentro de la metodología se incluya como factores el número de usuarios afectados por la indisponibilidad así como la cantidad de ENS durante esta indisponibilidad.

Figura 35. **Sanción total propuesta**

$$ST = SNTIFL_i + SDTIFL_i + \{(ENS \times 10BTS/u) \times tc\}$$

Fuente: elaboración propia.

Donde:

ENS: es la energía no suministrada a causa de la indisponibilidad.

10BTS: es 10 veces el costo de la tarifa BTS correspondiente al pliego tarifario.

u: usuarios afectados por la indisponibilidad.

tc: tipo de cambio, correspondiente al día de la indisponibilidad.

A continuación se realizará un ejemplo comparando el cálculo de la sanción actual con el cálculo propuesto.

- Cálculo actual:

Datos	
NTIF	2
DTIF	180
NTIFLi	3
DTIFLi	200
k	2
RHT	456,62

- Cálculo de sanción:

$$\begin{aligned} \text{SNTIFLi} &= 1\,014,71 \\ \text{SDTIFLi} &= 304,41 \\ \text{ST} &= 1\,319,13 \end{aligned}$$

- Cálculo propuesto:

Datos	
NTIF	2
DTIF	180
NTIFLi	3
DTIFLi	200
k	2
RHT	456,6
ENS	36 500
10BTS	2 211
Usuarios	25 000
Tipo de Cambio	8,0036

- Cálculo de sanción:

$$\begin{aligned} \text{SNTIFLi} &= 1\,014,71 \\ \text{SDTIFLi} &= 304,41 \end{aligned}$$

$$(ENS*10BTS/u)*tc = 25\ 832,57$$

$$ST = 27\ 151,70$$

Los datos utilizados para el ejemplo son ficticios, con el único fin de demostrar la diferencia que existe entre los dos cálculos.

Como resultado se observa una diferencia de Q. 25 832,56 entre el cálculo actual y el propuesto. El propósito de la metodología propuesta es vincular la sanción a la cantidad de energía no suministrada y la cantidad de usuarios afectados por las indisponibilidades.

CONCLUSIONES

1. Luego de realizar la simulación de la red de transmisión del sistema nacional de Guatemala se puede observar que el sistema en la actualidad es poco confiable respecto a la calidad del servicio, debido a la configuración actual de la red, por lo que se ve necesario la realización de planes de expansión y así mejorar el servicio a los usuarios.
2. Como resultado de cada uno de los escenarios se hace evidente la reducción en la energía no suministrada y en los costos de esta energía al cumplir con la normativa vigente.
3. Los índices de confiabilidad hallados para el SNI operando con la configuración actual de la red, utilizando los datos de indisponibilidad de las líneas de transmisión del 2008, indican que hubo una mayor cantidad de energía no suministrada para la época seca que para la época lluviosa; el costo de esta energía no suministrada fue aproximadamente de 275,7 millones de dólares al año.

	ENS (MWh/año)	CENS (US\$/año)
Caso 3	470 773,12	275 780 206,07
Caso 4	306 590,41	176 553 745,00

4. Los índices de confiabilidad hallados para el sistema nacional interconectado –SNI–, operando con la configuración de la red al finalizar las obras del plan de expansión del sistema de transporte, utilizando los datos de indisponibilidad de las líneas de transmisión del

2008, indican que hubo una mayor cantidad de energía no suministrada para la época lluviosa que para la época seca, el costo de esta energía no suministrada fue aproximadamente de 2 208,1 millones de dólares al año. Se puede observar que a pesar que la energía no suministrada es menor en el caso 7, el costo de esta energía no suministrada es mayor debido a que la frecuencia de falla y la probabilidad de falla son mayores en este caso.

	ENS (MWh/año)	CENS (US\$/año)
Caso 7	882 192,72	3 003 507 923,17
Caso 8	994 945,84	2 208 168 734,11

5. A medida que las empresas transportistas adecuen sus líneas de transmisión así como sus componentes, se aislarán las fallas; y, al momento de contar con una topología de la red, mallada, distinta a la actual, radial, será posible cumplir con la normativa vigente. Estos cambios presentarían grandes beneficios monetarios al tener menor cantidad de energía no suministrada.

Costo Total del Plan	Ahorros por confiabilidad	
	Escenario 3	Escenario 4
495	2 700	2 100

RECOMENDACIONES

1. Las empresas transportistas deberán cumplir con los actuales planes de expansión propuestos por la CNEE, los cuales tienen como principal objetivo brindar un servicio confiable que cumpla con estándares de calidad disminuyendo el número de usuarios afectados por la falta de suministro.
2. Los participantes del mercado eléctrico, mediante las normas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, deberán mejorar la coordinación de protecciones en las líneas de transmisión, con lo cual aumentará la confiabilidad del sistema ya que se estaría reduciendo la duración de las fallas y el alcance de las mismas.
3. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica debería analizar nuevas metodologías para el cálculo y el cobro de las sanciones a los transportistas, de manera que estas sean acordes a la energía no suministrada y el número de usuarios afectados ya que actualmente la valorización de las sanciones por indisponibilidad no corresponde a esto; de esta manera se obligaría a los transportistas a realizar los mantenimientos y adecuaciones necesarias a sus líneas de transmisión.

BIBLIOGRAFÍA

1. Administrador del Mercado Mayorista. *Demanda firme 2011-2012*, [en línea]. Guatemala, 2011 disponible en: <http://www.amm.org.gt> [Consulta: 3 de abril de 2012].
2. _____ . *Informe estadístico 2010*, [en línea]. Guatemala, 2010 disponible en: <http://www.amm.org.gt> [Consulta: 3 de abril de 2012].
3. _____ . *Oferta firme 2010-2011*, [en línea]. Guatemala, 2010 disponible en: <http://www.amm.org.gt> [Consulta: 3 de abril de 2012].
4. *Análisis de confiabilidad del SNI ecuatoriano*. Ecuador: Escuela Politécnica Nacional, 2011. 125 p.
5. ARRIAGADA MASS, Aldo. *Evaluación de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución*. Santiago de Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile, 1994. 150 p.
6. Comisión de Integración Energética Regional. *Curso on-line Economía de la regulación de la actividad de generación y mercado mayorista*, Guatemala: CIER, 2010. 135 p.
7. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Compendio de normas técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica* [en línea]. Guatemala, marzo 20010. <http://www.cnee.gob.gt> [Consulta: 3 de abril de 2012].

8. _____ . *Estudio de confiabilidad de los proyectos integrales de ampliación y desarrollo de los sistemas secundarios de sub-transmisión* [en línea]. Guatemala, 2010. <http://www.cnee.gob.gt> [Consulta: 3 de abril de 2012].
9. _____ . *Ley general de electricidad Guatemala*, 2008. [en línea]: <http://www.cnee.gob.gt> [Consulta: 3 de abril de 2012].
10. _____ . *Planes de expansión sistema eléctrico guatemalteco* [en línea]. Guatemala, 2008. [en línea]: <http://www.cnee.gob.gt> [Consulta: 3 de abril de 2012].
11. _____ . *Planes de expansión sistema eléctrico guatemalteco, perspectivas de mediano plazo (2010-2015) para el suministro de electricidad del sistema eléctrico nacional* [en línea]. Guatemala, 2008. [en línea]: <http://www.cnee.gob.gt> [Consulta: 3 de abril de 2012].
12. *Curso software NEPLAN*. Colombia: GERS, S.A. 2010. 250 p.
13. EPR Empresa Propietaria de la Red. *Proyecto SIEPAC* [en línea]. 2010.<http://www.eprsiepac.com> [Consulta: 3 de abril de 2012].
14. GARCES, Lina P; GÓMEZ, Oscar C. *Análisis de confiabilidad del sistema de transmisión regional usando simulación de montecarlo*. Universidad Tecnológica de Pereira, 2003.

15. GÓMEZ EXPÓSITO, Antonio. *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*. España: MacGraw-Hill, 2002. 792 p. ISBN: 844813592X.
16. NEPLAN. *V5 Guía del usuario, Análisis Confiabilidad*. Colombia. 27 p.
17. SOTO RETAMAL, Manuel. *Cálculo de índices nodales y funcionales confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia*. Santiago de Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile, 1997.

ANEXOS

Acrónimos

AMM	Administrador del Mercado Mayorista
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
ETCEE	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MER	Mercado Eléctrico Regional
PEG	Plan de Expansión de la Generación 2008-2022
PET	Plan de Expansión de la Transmisión 2008-2018
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
SNI	Sistema Nacional Interconectado
TRELEC	Transportista Eléctrica Centroamericana S.A.

Indisponibilidades INDE

<i>Nombre</i>	<i>Duración</i>	<i>Forz</i>	<i>No forz</i>	<i>No. De fallas forzadas</i>	<i>Duración total cortas</i>	<i>Duración total largas</i>
AGUSJQ230	95:39:00	95:39:00		6	0	6 331
AHUGES230	13:43:00	13:43:00		8	25	945
ALBESC230A	15:11:00	15:11:00		4	1	1 221
ALKQZT69D	0:02:00	0:02:00		1	2	0
ALKSOL69	2:43:00	2:43:00		2	2	163
CELRAN69	4:14:00		4:14:00	6	4	204
CENGSU69A	8:10:00		8:10:00	3	0	127
CENGSU69B	6:44:00	6:44:00		9	0	650
CENGSU69C	14:02:00		14:02:00	2	0	247
CHMPATZ69	5:08:00		5:08:00	1	2	0
CHMSJG69	6:49:00		6:49:00	4	5	0
CHSPGR69	12:33:00	12:33:00		7	14	782
CHXTIC230A	2:20:00	2:20:00		8	10	327
CHXTIC230B	1:51:00	1:51:00		3	0	238
CLLESC138	11:28:00	11:28:00		15	19	2 468
CLLJLP138	13:59:00		13:59:00	15	17	2 406
COALBR69	9:08:00	9:08:00		23	24	1 886
COAMEL69	13:52:00	13:52:00		28	77	2 734
COAMEL69B	9:43:00	9:43:00		30	85	2 433
COBCHS69	5112:05:00	5112:05:00		5	7	306 725
COBSJU69	2:33:00	2:33:00		5	3	297
COCCAO69	13:33:00	13:33:00		8	18	813
COCLNO69	32:40:00	32:40:00		13	25	2 392
COCPAN69	0:03:00	0:03:00		2	5	0
COCPNT69	7:44:00	7:44:00		12	21	755
COCSOL69	10:21:00		10:21:00	14	30	232
CQMRGR69	10:16:00		10:16:00	10	21	1 075
CQMZAC69	10:08:00	10:08:00		14	8	3 917
EJOESC69	19:56:00	19:56:00		14	10	2 052
EJOPNT69	9:20:00		9:20:00	6	6	557
ESCGSU230A	107:42:00	107:42:00		8	7	7 653
ESCGSU230B	230:56:00	230:56:00		7	0	15 122
ESCJUR138	8:17:00		8:17:00	4	9	709
ESCLBR230	1:55:00	1:55:00		17	27	201
ESCSIQ230	82:35:00	82:35:00		11	8	6 589

Continuación indisponibilidades INDE

Nombre	Duración	Forz	No forz	No. De fallas forzadas	Duración total cortas	Duración total largas
ESPPOL69	11:34:00		11:34:00	8	12	451
ESPQZT69D	8:11:00		8:11:00	11	37	132
ESPSMR69	3:52:00		3:52:00	16	36	470
ESPZUN69	11:01:00		11:01:00	9	24	327
GENLRU69	10:19:00	10:19:00		20	69	865
GENPBA69	5:05:00		5:05:00	11	18	179
GESGNO230	10:00:00		10:00:00	5	4	185
GESGSU230	15:53:00	15:53:00		5	0	1 299
GNOGSU230	10:37:00		10:37:00	4	7	214
GSUBAR69D	2:03:00	2:03:00		27	50	389
GSUJUR138A	2:06:00		2:06:00	0	0	0
GSUJUR138B	11:11:00		11:11:00	6	2	1 327
GSULVG69	9:45:00	9:45:00		8	4	1 102
GSUPAL138	8:41:00	8:41:00		7	3	1 280
GSUSJG69	6:49:00		6:49:00	7	5	260
HUEIXH69	11:38:00		11:38:00	10	29	491
HUEIXY69	11:39:00		11:39:00	11	23	510
HUEPOL69	11:37:00		11:37:00	4	15	11
IPAPRO138	5:25:00		5:25:00	6	6	250
IPARGR138	4:22:00		4:22:00	2	1	26
JALSRF69	10:15:00		10:15:00	0	0	0
JLPPRO138	11:58:00		11:58:00	4	4	729
JURPAL138	7:41:00		7:41:00	3	5	167
LBRCHP69	8760:02:00	8760:02:00		14	12	526 034
LBRESP230	18:42:00	18:42:00		11	22	1 699
LBRIRT69	3:50:00		3:50:00	18	33	487
LBRLCR69	22:37:00		22:37:00	14	31	884
LBRSE69	3:34:00		3:34:00	14	38	405
LBRSIQ230	72:03:00	72:03:00		15	30	4 645
LBRSE69	17:10:00		17:10:00	9	11	483
LCRMAZ69	12:04:00		12:04:00	7	25	110
LESLAP69D	9:07:00		9:07:00	1	0	23
LESPRO69	10:13:00		10:13:00	19	33	1 460
LRURBO69	7:34:00		7:34:00	13	31	298
LRURDU69	8:11:00	8:11:00		24	67	1 000

Continuación indisponibilidades INDE

<i>Nombre</i>	<i>Duración</i>	<i>Forz</i>	<i>No forz</i>	<i>No. De fallas forzadas</i>	<i>Duración total cortas</i>	<i>Duración total largas</i>
LVGLAP69D	9:06:00		9:06:00	1	0	12
MALMEL69	11:17:00		11:17:00	29	95	2 137
MALPOR69	40:33:00	40:33:00		30	65	4 597
MAZCAO69	8:01:00		8:01:00	5	5	346
MAZLMA69	7:32:00		7:32:00	21	51	330
MTZTIC69	12:20:00	12:20:00		11	19	1 403
MYELRU69	7:29:00		7:29:00	12	47	177
NOVGNO69	10:14:00		10:14:00	2	0	128
NOVSAN69	7:12:00		7:12:00	1	0	104
PALORT138	113:22:00	113:22:00		3	10	6 828
PANMYE69	7:08:00		7:08:00	4	2	137
PANSCR69	1:48:00	1:48:00		5	11	108
PROEJI69	5112:45:00	5112:45:00		9	16	307 037
QUERGR69	7:24:00		7:24:00	3	9	175
QUISOL69	8:46:00		8:46:00	6	10	865
QUIZCP69	8:57:00		8:57:00	3	4	635
RANSAN69	14:11:00		14:11:00	4	2	282
RDUEST69	13:02:00	13:02:00		9	14	1 287
RDUPOP69	8:14:00	8:14:00		15	44	515
RGRZAC69	2:17:00	2:17:00		1	0	137
SANJAL69	10:11:00		10:11:00	0	0	0
SANSEL69	5:53:00		5:53:00	4	13	200
SECSJU69	26:39:00	26:39:00		14	33	2 304
SELMTZ69	19:39:00	19:39:00		9	15	2 268
SELSLM69	5:56:00		5:56:00	6	8	559
SFESMA69	3:34:00		3:34:00	9	30	157
SJQALB230	2:27:00	2:27:00		4	9	344
SMAZUN69D	5:15:00		5:15:00	2	9	248
SMRTEJ69	13:11:00		13:11:00	19	50	975
SOLPATZ69	2:18:00	2:18:00		7	6	305
SSEREU69	7:51:00		7:51:00	0	0	0
TACTEJ69	18:09:00	18:09:00		10	18	2 398
TFMTEC-692	0:47:00	0:47:00		3	0	79
TICGNO230A	6:16:00		6:16:00	10	28	426
TICGNO230B	4:41:00		4:41:00	5	0	228

Indisponibilidades TRELEC

Nombre	Duración	Forz	No forz	No. De fallas forzadas	Duración total cortas	Duración total largas
ALBENR230	0:12:00	0:12:00		7	0	2 547
ALBSJO230	4:53:00	4:53:00		4	0	349
AMALAG692	0:04:00	0:04:00		19	34	183
APAGNO6911	0:01:29	0:01:29		4	10	188
APAGNO6922	0:01:40	0:01:40		6	6	386
CENCG169D	1:09:00	1:09:00		4	0	746
CENCG66921	4:33:00	4:33:00		3	0	444
CENCRI692D	1:18:00	1:18:00		6	7	97
CENHIP69	0:21:22	0:21:22		3	0	185
CENKAM692	5:35:00		5:35:00	5	4	2 721
CENLAN69D	9:15:00	9:15:00		12	27	2 992
CENSTR692	2:29:00	2:29:00		2	0	165
CIAOBI69D	0:04:00	0:04:00		4	12	50
CONCON691	4:07:27	4:07:27		3	5	448
CONDCS69	0:08:00	0:08:00		10	41	1 200
ESCGAC6911	3:35:00		3:35:00	10	22	739
ESCGAC6912	1:08:00	1:08:00		32	76	540
GD2GSU6911	1:17:00	1:17:00		7	2	867
GEGGES691	0:05:00	0:05:00		22	47	742
GEGGES692	0:05:00	0:05:00		6	10	211
GEGGES693	2:20:00	2:20:00		17	19	1 784
GG6GNO6913	0:01:02	0:01:02		11	18	429
GNGGNO6913	1:18:48	1:18:48		6	4	276
GNGGNO6924	0:02:00	0:02:00		10	12	291
GSUVIL691	35:49:00	35:49:00		13	19	3 421
LUCPNT69	0:04:00	0:04:00		35	92	660
LUNPNT69	5:01:00	5:01:00		10	0	20 319
MAGPSJ69	6:35:00	6:35:00		3	1	422
OBIPNT69D	7:00:00	7:00:00		1	0	420
PALPAL692	0:03:43	0:03:43		1	4	0
PALSGA692D	0:07:00	0:07:00		3	10	0
PSJSTA69	0:03:00	0:03:00		32	64	1 544
SAASAA691	0:10:16	0:10:16		11	31	109
SAASAA692	0:25:10	0:25:10		25	60	201

Indisponibilidades DUKE

<i>Nombre</i>	<i>Duración</i>	<i>Forz</i>	<i>No forz</i>	<i>No. De fallas forzadas</i>	<i>Duración total cortas</i>	<i>Duración total largas</i>
ARISJQ230	1:13:00	1:13:00		1	0	73
SJQ-230	3:05:00	3:05:00		2	0	370