



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

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DE UNA PROPUESTA DE PLANIFICACIÓN Y OPTIMIZACIÓN  
DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO DEL SNI MEDIANTE UN ESTUDIO INDICATIVO DE  
MEDIANO PLAZO CON HORIZONTE DE TIEMPO TRIMESTRAL**

**Victor Ediberto Donis García**

Asesorado por el MBA. Ing. Jorge Mario Arriaza Morales

Guatemala, marzo 2022



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DE UNA PROPUESTA DE PLANIFICACIÓN Y OPTIMIZACIÓN  
DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO DEL SNI MEDIANTE UN ESTUDIO INDICATIVO DE  
MEDIANO PLAZO CON HORIZONTE DE TIEMPO TRIMESTRAL**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**VICTOR EDIBERTO DONIS GARCÍA**

ASESORADO POR EL MBA. ING. JORGE MARIO ARRIAZA MORALES

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, MARZO 2022



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Kevin Vladimir Cruz Lorente
VOCAL V	Br. Fernando José Paz González
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. Saúl Cabezas Duran
EXAMINADOR	Ing. Marvin Marino Hernández Fernández
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López



## **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:

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DE UNA PROPUESTA DE PLANIFICACIÓN Y OPTIMIZACIÓN  
DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO DEL SNI MEDIANTE UN ESTUDIO INDICATIVO DE  
MEDIANO PLAZO CON HORIZONTE DE TIEMPO TRIMESTRAL**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Estudios de Postgrado, con fecha 21 de agosto de 2021

**Victor Ediberto Donis García**







EEPMI-

Guatemala, 12 de enero de 2022

**Director**  
**Armando Alonso Rivera Carrillo**  
**Escuela De Ingenieria Mecanica Electrica**  
**Presente.**

**Estimado Ing. Rivera**

Reciba un cordial saludo de la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería.

El propósito de la presente es para informarle que se ha revisado y aprobado el Diseño de Investigación titulado: **PROPUESTA DE PLANIFICACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO DEL SNI MEDIANTE UN ESTUDIO INDICATIVO DE MEDIANO PLAZO CON HORIZONTE DE TIEMPO TRIMESTRAL**, el cual se enmarca en la línea de investigación: **Todas las áreas - Proyectos de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica en un mercado eléctrico regulado**, presentado por el estudiante **Victor Ediberto Donis García** carné número **201213374**, quien optó por la modalidad del "PROCESO DE GRADUACIÓN DE LOS ESTUDIANTES DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA OPCIÓN ESTUDIOS DE POSTGRADO". Previo a culminar sus estudios en la Maestría en ARTES en Gestion De Mercados Electricos Regulados.

Y habiendo cumplido y aprobado con los requisitos establecidos en el normativo de este Proceso de Graduación en el Punto 6.2, aprobado por la Junta Directiva de la Facultad de Ingeniería en el Punto Décimo, Inciso 10.2 del Acta 28-2011 de fecha 19 de septiembre de 2011, firmo y sello la presente para el trámite correspondiente de graduación de Pregrado.

Atentamente,

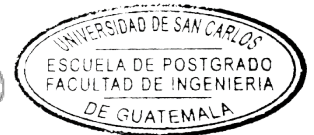
*"Id y Enseñad a Todos"*

Jorge Mario Arriaza Morales  
Ingeniero Electricista  
Colegiado No. 13410

Mtro. Jorge Mario Arriaza Morales  
Asesor(a)

Mtro. Juan Carlos Fuentes Montepeque  
Coordinador(a) de Maestría

Mtro. Edgar Darío Álvarez Cotí  
Director  
Escuela de Estudios de Postgrado  
Facultad de Ingeniería







EEP-EIME-0080-2022

El Director de la Escuela De Ingenieria Mecanica Electrica de la Facultad de Ingenieria de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen del Asesor, el visto bueno del Coordinador y Director de la Escuela de Estudios de Postgrado, del Diseño de Investigación en la modalidad Estudios de Pregrado y Postgrado titulado: **PROPUESTA DE PLANIFICACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO DEL SNI MEDIANTE UN ESTUDIO INDICATIVO DE MEDIANO PLAZO CON HORIZONTE DE TIEMPO TRIMESTRAL**, presentado por el estudiante universitario **Victor Ediberto Donis García**, procedo con el Aval del mismo, ya que cumple con los requisitos normados por la Facultad de Ingenieria en esta modalidad.

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo  
Director  
Escuela De Ingenieria Mecanica Electrica

Guatemala, enero de 2022



Decanato  
Facultad de Ingeniería  
24189101- 24189102  
secretariadecanato@ingenieria.usac.edu.gt

LNG.DECANATO.OI.164.2022

La Decana 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: **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DE UNA PROPUESTA DE PLANIFICACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO DEL SNI MEDIANTE UN ESTUDIO INDICATIVO DE MEDIANO PLAZO CON HORIZONTE DE TIEMPO TRIMESTRAL**, presentado por: **Victor Ediberto Donis García**, después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Inga. Aurelia Anabela Cordova 

Decana

Guatemala, marzo de 2022

AACE/gaoc



## **ACTO QUE DEDICO A:**

- Dios** Por haberme permitido realizar una más de mis metas y darme las fuerzas necesarias para no rendirme.
- Mis padres** Teresa García y Victor Donis, por haberme traído al mundo y guiado a través de él, mi eterno agradecimiento por su apoyo para hacer realidad este sueño.
- Mi esposa e hija** Andrea y Dariela, por ser mi fiel compañía, incluso en los momentos y situaciones donde más lo he necesitado, son mi más grande motivación e inspiración en todas mis metas.
- Mis hermanos** Manuel y Mariela Alvarez, Paola García, Angel y Daniel Donis, por su apoyo y compañía durante mi vida.
- Familia en general** A cada uno de los miembros de mi familia, en especial a los que han partido de este mundo.





## AGRADECIMIENTOS A:

<b>Universidad de San Carlos de Guatemala</b>	Por ser el <i>alma mater</i> que me permitió nutrirme de conocimientos.
<b>Facultad de Ingeniería</b>	Por proporcionarme los conocimientos que me han permitido realizar este trabajo de graduación.
<b>Administrador del Mercado Mayorista</b>	Por haberme permitido iniciar mi carrera profesional y brindarme ese apoyo para adquirir la experiencia necesaria para realizar este trabajo de graduación.
<b>Mi asesor</b>	MBA. Ing. Jorge Mario Arriaza Morales, por haberme demostrado su profesionalismo y guiado durante este trabajo de graduación.
<b>Coordinación de Planificación - AMM</b>	A todos los ingenieros a cargo del Área de Planificación, quienes bondadosamente me han apoyado a lo largo de mi formación profesional.
<b>Mis amigos en general</b>	Por todas esas experiencias y aprendizajes compartidos dentro y fuera de la universidad, muchas gracias por todo.



## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES .....	VII
LISTA DE SÍMBOLOS .....	IX
GLOSARIO .....	XI
RESUMEN .....	XV
1. INTRODUCCIÓN .....	1
2. ANTECEDENTES .....	3
3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	7
3.1. Contexto general .....	7
3.2. Descripción del problema .....	8
3.3. Formulación del problema .....	11
3.4. Delimitación del problema .....	12
3.4.1. Delimitación contextual .....	12
3.4.2. Delimitación geográfica .....	13
3.4.3. Delimitación histórica .....	13
4. JUSTIFICACIÓN .....	15
5. OBJETIVOS .....	19
5.1. General .....	19
5.2. Específicos .....	19

6.	NECESIDADES A CUBRIR Y ESQUEMA DE SOLUCIÓN .....	21
7.	MARCO TEÓRICO .....	23
7.1.	Mercado Mayorista de electricidad y el Sistema Nacional Interconectado de Guatemala .....	23
7.1.1.	Mercado Mayorista de electricidad de Guatemala ..	23
7.1.1.1.	Funcionamiento y estructura del Mercado Mayorista de electricidad .....	24
7.1.1.1.1.	Agentes y Participantes del Mercado Mayorista.....	27
7.1.1.2.	Marco regulatorio nacional .....	29
7.1.1.2.1.	Normas de Coordinación Comercial .....	30
7.1.1.2.2.	Normas de Coordinación Operativa.....	31
7.1.2.	Sistema Nacional Interconectado.....	31
7.1.2.1.	Principales elementos que constituyen el Sistema Nacional Interconectado.....	32
7.1.2.1.1.	Subestaciones eléctricas en los Sistemas Eléctricos de Potencia .....	32
7.1.2.1.2.	Líneas de transmisión ...	35

	7.1.2.1.3.	Centrales generadoras de energía eléctrica .....	37
7.2.		Optimización de Sistemas Hidrotérmicos .....	38
	7.2.1.	Optimización estocástica .....	39
	7.2.2.	Optimización determinista.....	40
	7.2.3.	Hidrología en los sistemas hidrotérmicos .....	41
	7.2.4.	Centrales hidroeléctricas y su clasificación .....	41
	7.2.4.1.	Centrales hidroeléctricas de regulación anual .....	42
	7.2.4.2.	Centrales hidroeléctricas de regulación mensual.....	43
	7.2.4.3.	Centrales hidroeléctricas de regulación diaria .....	45
	7.2.4.4.	Centrales hidroeléctricas filo de agua..	46
	7.2.5.	Centrales térmicas.....	46
	7.2.5.1.	Centrales de generación a base de vapor.....	47
	7.2.5.2.	Centrales de generación de combustión interna .....	48
	7.2.5.3.	Centrales geotérmicas.....	48
	7.2.6.	Centrales eólicas .....	49
	7.2.7.	Centrales solares fotovoltaicas.....	49
	7.2.8.	Representación de la Demanda .....	50
	7.2.9.	Despacho de sistemas hidrotérmicos .....	52
7.3.		Red de Transporte, Reservas Operativas y Programa de Mantenimientos Mayores.....	54
	7.3.1.	Red de transporte .....	54
	7.3.1.1.	Modelo de interconexión.....	56

	7.3.1.2.	Modelo de flujo de potencia linealizado .....	56
	7.3.2.	Costos marginales de generación .....	57
	7.3.3.	Factores de pérdidas nodales de energía .....	57
	7.3.4.	Regulación de frecuencia en el SNI .....	59
	7.3.4.1.	Reserva Rodante Regulante .....	61
	7.3.4.2.	Reserva Rodante Operativa .....	61
	7.3.4.3.	Reserva rápida .....	62
	7.3.5.	Programa de mantenimientos mayores.....	63
7.4.		Despacho Óptimo de Generación, Modelo de Programación Dinámica Dual Estocástica – SDDP e Indicadores Económicos de la Energía .....	63
	7.4.1.	Despacho óptimo de generación.....	64
	7.4.1.1.	Despacho económico con pérdidas .....	64
	7.4.1.1.1.	Simplificación del despacho económico con pérdidas.....	65
	7.4.2.	Programación Dinámica Dual Estocástica - SDDP .....	65
	7.4.2.1.	Función objetivo .....	67
	7.4.2.2.	Restricciones operativas básicas .....	68
	7.4.3.	Indicadores económicos de la energía.....	69
	7.4.3.1.	Precio spot o Precio de Oportunidad de la Energía .....	70
	7.4.3.2.	Costos variables de generación .....	70
	7.4.3.3.	Costo operativo del sistema .....	72
8.		ÍNDICE PROPUESTO DE CONTENIDOS.....	73

9.	METODOLOGÍA.....	77
9.1.	Características del estudio .....	77
9.1.1.	Diseño .....	77
9.1.2.	Enfoque .....	77
9.1.3.	Alcance.....	78
9.1.4.	Unidad de análisis .....	79
9.2.	Variables.....	79
9.3.	Fases del estudio .....	82
9.3.1.	Fase 1.....	82
9.3.2.	Fase 2.....	82
9.3.3.	Fase 3.....	83
9.3.4.	Fase 4.....	84
9.3.5.	Fase 5.....	84
	9.3.5.1. Etapa 1 .....	85
	9.3.5.2. Etapa 2 .....	85
	9.3.5.3. Etapa 3 .....	86
9.4.	Resultados esperados.....	86
10.	TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE INFORMACIÓN.....	89
10.1.	Muestreo no probabilístico.....	89
10.2.	Análisis univariado.....	90
10.3.	Análisis aritmético y estadístico.....	91
10.4.	Análisis gráfico .....	91
10.5.	Simulación y despacho de electricidad.....	92
11.	CRONOGRAMA.....	93
12.	FACTIBILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA .....	95

12.1.	Valorización de recursos proporcionados por el ente operador del sistema y mercado .....	96
13.	REFERENCIAS .....	97
14.	APÉNDICES .....	103



## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

1.	Necesidades a cubrir.....	21
2.	Esquema de solución .....	22
3.	Marco institucional del sector eléctrico de Guatemala.....	26
4.	Participantes del Mercado Mayorista de electricidad de Guatemala .....	29
5.	Curvas diarias de demanda del SNI para el periodo del 19 al 25 de septiembre de 2021 .....	51
6.	Proceso de decisión para sistemas hidrotérmicos.....	53
7.	Diagrama de Gantt del cronograma de actividades.....	94

### TABLAS

I.	Clasificación de subestaciones eléctricas según nivel de tensión.....	33
II.	Principales subestaciones eléctricas de 230 kV .....	34
III.	Principales subestaciones eléctricas de 138 kV .....	34
IV.	Principales subestaciones eléctricas de 69 kV .....	35
V.	Líneas de interconexión de Guatemala con países vecinos.....	36
VI.	Líneas principales de interconexión del SNI.....	37
VII.	Sistema de transporte y su clasificación.....	55
VIII.	Aspectos a considerar por el SDDP .....	66
IX.	Definición teórica y operativa de variables .....	80
X.	Clasificación de las variables .....	81
XI.	Cronograma de actividades.....	93

XII.	Recursos necesarios.....	95
XIII.	Recursos proporcionados por el AMM.....	96

## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>Símbolo</b>	<b>Significado</b>
<b>US\$/semana</b>	Dólares a la semana
<b>US\$/MWh</b>	Dólares por megavatio-hora
<b><math>F</math></b>	Función objetivo
<b><math>x_i</math></b>	i-ésima variable en estudio
<b><math>i</math></b>	Índice de sumatoria
<b>k\$</b>	Kilodólares
<b>kWh</b>	Kilovatio-hora
<b>kV</b>	Kilovoltio
<b><math>\bar{x}</math></b>	Media aritmética
<b>MW</b>	Megavatio
<b>MWh</b>	Megavatio-hora
<b>MWh/semana</b>	Megavatio-hora a la semana
<b><math>n</math></b>	Suma de cantidad de valores de la variable
<b><math>\Sigma</math></b>	Sumatoria
<b><math>x</math></b>	Variable en estudio



## GLOSARIO

<b>AMM</b>	Administrador del Mercado Mayorista.
<b>CF</b>	Contratos Firmes.
<b>CFMER</b>	Contratos Firmes Mercado Eléctrico Regional.
<b>CNEE</b>	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
<b>Costo Operativo</b>	Representación del costo de la operación de un sistema.
<b>CVG</b>	Costo Variable de Generación. Es el costo en el que incurre una central generadora de electricidad al producir un megavatio-hora.
<b>Embalse</b>	Depósito de agua que se forma de manera artificial, en el cual se almacena agua de un río o de un arroyo.
<b>Encarecimiento</b>	Aumento del precio de un producto, servicio o factor económico.
<b>Exploratorio</b>	Tipo de investigación utilizada para estudiar un problema que no está claramente definido.

<b>FPN</b>	Factor de Pérdidas Nodales.
<b>Generación de base</b>	Tecnologías de generación de electricidad que, por ser económicas, son despachadas la mayor parte del tiempo.
<b>Hidroeléctrica</b>	Infraestructura que utiliza la energía hidráulica para generar energía eléctrica.
<b>Indisponibilidad</b>	Tiempo durante el cual unidades generadoras permanecen fuera de servicio debido a mantenimientos programados o salidas forzadas.
<b>MEM</b>	Ministerio de Energía y Minas.
<b>MER</b>	Mercado Eléctrico Regional. Mercado eléctrico conformado por los países de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá.
<b>Microsoft Excel</b>	Herramienta informática que permite realizar tareas contables y financieras por medio de funciones desarrolladas específicamente para ayudar a crear y trabajar con hojas de cálculo.
<b>Muestreo</b>	Selección de un conjunto de personas o cosas que se considera representativo del grupo al que pertenecen, con la finalidad de estudiar o determinar las características del grupo.

<b>NCC</b>	Norma de Coordinación Comercial. Norma utilizada para la coordinación comercial del mercado mayorista en Guatemala.
<b>NCO</b>	Norma de Coordinación Operativa. Norma utilizada para la coordinación operativa del mercado mayorista en Guatemala.
<b>Orden de mérito</b>	Forma de clasificar las fuentes de energía disponibles, especialmente la generación eléctrica, en función del orden de precios ascendente.
<b>Programación</b>	Previsión del despacho de generación de un parque generador, para diferentes horizontes de tiempo a futuro.
<b>PSR</b>	Power System Research. Suministrador de soluciones tecnológicas y servicios de consultoría técnica en los sectores de energía eléctrica y de gas natural.
<b>RRa</b>	Reserva Rápida. Servicio complementario que tiene como objetivo contar con capacidad de potencia para cubrir desbalances de generación y demanda provocados por imprevistos importantes.

<b>RRO</b>	Reserva Rodante Operativa. Servicio complementario que tiene como finalidad la regulación secundaria de frecuencia y que esté disponible para otros requerimientos operativos.
<b>RRR</b>	Reserva Rodante Regulante. Servicio auxiliar de reserva primaria de potencia en el Sistema Nacional Interconectado
<b>SEP</b>	Sistema Eléctrico de Potencia
<b>SDDP</b>	Programación Dinámica Dual Estocástica. Herramienta computacional con representación de la red de transmisión utilizada para optimizar sistemas hidrotérmicos de generación de electricidad de mediano y largo plazo.
<b>SNI</b>	Sistema Nacional Interconectado de Guatemala.



## RESUMEN

El presente Diseño de Investigación tiene como objetivo abordar el problema que representan las diferencias entre las previsiones de disponibilidad de los recursos energéticos en una planificación de largo plazo y las previsiones de disponibilidad de los recursos disponibles en una planificación de corto plazo en el sistema eléctrico guatemalteco. Se busca mitigar esta problemática al plantear una propuesta de planificación y optimización del despacho hidrotérmico del Sistema Nacional Interconectado mediante un estudio indicativo de mediano plazo a través de la observación y el análisis de las diferentes variables que conforman el sistema eléctrico. Para realizar esta programación se implementarán metodologías para las proyecciones de la demanda nacional y de exportación, caudales de centrales hidroeléctricas y costos variables de generación de centrales térmicas. Adicionalmente, se debe considerar que, al reducir el horizonte de planificación, es necesario actualizar las condiciones que representen un cambio, evento o contingencia no prevista en la planificación de largo plazo. Estos pueden ser ocasionados por cancelación o reprogramación de mantenimientos mayores programados y eventos o contingencias imprevistas por indisponibilidades de centrales generadoras de base, restricciones operativas de la red y factores que influyan drásticamente en el comportamiento de la demanda. El estudio propuesto tiene como finalidad reducir las desviaciones previamente mencionadas, así como brindar a los Agentes del Mercado Mayorista de electricidad información sobre las previsiones del despacho con menor incertidumbre, lo cual será de utilidad para un mejor aprovisionamiento de combustibles y un mejor panorama del Mercado Eléctrico en general.



# 1. INTRODUCCIÓN

La planificación y optimización de recursos energéticos en los sistemas eléctricos de generación siempre ha sido un tema muy importante en los mercados eléctricos a nivel mundial, esto debido a la complejidad de coordinar, planificar y optimizar bajo incertidumbre los recursos energéticos disponibles en el corto, mediano y largo plazo, siempre con el objetivo principal de satisfacer y garantizar la demanda energética requerida por dicho sistema al mínimo costo con los recursos energéticos que se tengan disponibles en el parque generador hidrotérmico.

En el presente estudio que consiste en realizar una propuesta de planificación y optimización del despacho hidrotérmico del SNI mediante un estudio indicativo de mediano plazo con horizonte de tiempo trimestral, se busca representar con menor incertidumbre las previsiones de disponibilidad de los recursos energéticos que se prevén en una planificación de largo plazo respecto a las previsiones de disponibilidad de los recursos realmente disponibles en una planificación de corto plazo para el sistema eléctrico guatemalteco, derivado que una planificación que se realiza con un mayor grado de incertidumbre como lo es la planificación de largo plazo, tiende a alejarse de lo que realmente sucede en el horizonte de tiempo previsto, lo que podría provocar un déficit de recursos energéticos para cumplir con el abastecimiento de electricidad de Guatemala, lo cual puede llegar a tener repercusiones directas en el precio spot de la energía, encarecimiento del costo operativo del sistema y en las transacciones internacionales del parque generador de electricidad.

El primer capítulo del estudio propuesto corresponderá al marco referencial, el cual presentará algunos de los estudios previos a través antecedentes relacionados con la planificación y optimización de sistemas hidrotérmicos para el corto, mediano y largo plazo, lo cual tiene como fin enmarcar la necesidad de analizar el tema de la planificación y optimización del despacho hidrotérmico del SNI de Guatemala para un estudio indicativo de mediano plazo.

En el segundo capítulo se proporcionará la información teórica básica y fundamental para abordar el tema propuesto, el cual buscará conceptualizar y fundamentar los temas tratar en el estudio a realizarse.

En el tercer capítulo se presentarán los procedimientos a utilizarse para la obtención de los resultados, partiendo desde las características del estudio, continuando con la presentación de las variables que se analizarán, las fases en que se desarrollará el estudio propuesto, incluyendo a detalle las consideraciones más importantes para establecer el escenario a estudiarse.

En el cuarto capítulo se presentarán los resultados obtenidos en dicho estudio, los cuales se obtendrán con base a las preguntas de investigación, los objetivos inicialmente planteados, así como cualquier consideración adicional que se incluya en las diferentes fases del mismo.

Por último, en el quinto capítulo, se discutirán los resultados obtenidos a partir de las premisas utilizadas en la optimización del despacho hidrotérmico del SNI de Guatemala, finalizando posteriormente con las conclusiones y recomendaciones pertinentes del estudio realizado.

## 2. ANTECEDENTES

La planificación de sistemas eléctricos de generación siempre ha sido un tema muy importante, tal es su importancia que se han analizado varios estudios tanto para el mediano plazo como para el largo plazo. Añó, Galdeano y Añó (2005) presentan en su estudio “[...] un desarrollo matemático para la solución de la programación óptima de la operación de un parque hidrotérmico de generación en el mediano plazo.” (párr. 1). En el cual se afirma que este problema por lo general se encuentra dividido en dos subproblemas, siendo el primero “Un problema maestro de optimización de embalses” (párr. 1), el cual se resuelve a través de programación dinámica estocástica, seguido de un problema subordinado, el cual corresponde al del despacho económico, en este último se efectúa la optimización térmica semanal con base a la energía proveniente de las centrales hidroeléctricas, según lo propuesto y definido en el problema maestro. Adicionalmente indican que:

Usualmente, la optimización de embalses resulta en energías hidráulicas (EH) semanales propuestas por embalse, luego de lo cual, para cada etapa, el problema subordinado se encarga de descontar de la demanda, la energía hidráulica propuesta siguiendo criterios heurísticos, optimizando el parque térmico y verificando el cumplimiento del conjunto de restricciones operativas del sistema. (Añó, Galdeano y Añó, 2005, párr. 1).

Sontay (2011) en su estudio “[...] analiza el problema del despacho hidrotérmico del sistema eléctrico guatemalteco utilizando técnicas de

Programación Dinámica Dual Estocástica, considerando la topología de las plantas hidráulicas y un determinado número de plantas térmicas.” (p. XI) para el largo plazo, indicando además que:

El problema de optimización hidrotérmica reviste un grado de complejidad, debido a que los eventos hidrológicos tienen un alto grado de incertidumbre, por lo que es necesario obtener series de caudales que representen los posibles escenarios; a esto se suman diferentes factores que influyen en el comportamiento de la demanda, así como restricciones operativas. (Sontay, 2011, p. XI).

Mederos (2011) analiza el cubrimiento de la demanda de energía eléctrica, enfocándose principalmente en la planificación de los recursos de generación, indicando que:

Actualmente la energía eléctrica se ha convertido en algo imprescindible, la falta de este servicio o su deficiencia acarrea grandes pérdidas económicas. Esta dependencia es creciente, transformándose en un proceso, que de momento parece imparable. Siendo el servicio eléctrico tan importante, es primordial velar por el buen funcionamiento y desarrollo correcto de todas sus áreas para así proveer de un servicio confiable, que satisfaga las expectativas de calidad de los usuarios y se desempeñe con transparencia, equidad y eficiencia. (Mederos, 2011, p. 3).

Por lo tanto, teniendo en cuenta lo anteriormente descrito, Mederos (2011) manifiesta que se “se presenta la necesidad de analizar la demanda energética a largo plazo, para así definir la ampliación del parque de generación de manera que satisfaga el acelerado crecimiento de la demanda eléctrica de

manera confiable.” (p. 3), en donde adicionalmente, afirma que el uso de programas o herramientas computacionales facilita la tarea del planificador.

Felipe (2016) en estudio evalúa “[...] el impacto que tienen en el despacho de generación, las centrales eólicas conectadas al Sistema Nacional Interconectado de Guatemala, bajo la normativa vigente del Mercado Mayorista de electricidad.” (p. XIX) lo anterior, “desde el punto de vista de la planificación para un horizonte de corto plazo, específicamente mediante la optimización de despachos mensuales para diferentes escenarios de simulación, en época seca y época lluviosa.” (Felipe, 2016, p. XIX).

Asimismo, es fundamental considerar que, dada la importancia del tema relacionado con la planificación de sistemas eléctricos de generación, en algunos países ya se han implementado dentro del marco regulatorio, planificaciones de mediano plazo, como por ejemplo el mercado eléctrico peruano; quienes a través de lo resuelto por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 20-2016, se aprobó en junio del año 2016, un nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 37 relacionado con la “Programación de Mediano Plazo de la Operación del SEIN” Resolución N° 157-2016-OS/CD (Osinergmin, 2016, Anexo A). En donde se establece el objetivo del nuevo procedimiento, plazos para la elaboración de la programación, información a proporcionar por los Agentes para la elaboración de la programación, metodología para realizar la misma, entre otros.





### **3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

#### **3.1. Contexto general**

No existe una planificación o previsión del despacho de carga del Sistema Nacional Interconectado (SNI) de Guatemala que permita actualizar periódicamente en el mediano plazo las previsiones del despacho hidrotérmico de la planificación de largo plazo, ya sea ante cualquier evento o contingencia de mediana o larga duración que suceda en el sistema eléctrico nacional, desviaciones significativas en las previsiones del recurso hidroeléctrico y renovable, indisponibilidades de centrales base, cancelación o reprogramación de mantenimientos mayores de centrales base o cualquier otro factor de importante relevancia que se presente posterior a la publicación de la Programación de Largo Plazo (PLP) debiendo tener esta planificación periódica de mediano plazo como objetivo principal, minimizar las desviaciones en las previsiones de disponibilidad y despacho de energía entre la planificación de largo plazo y la planificación de corto plazo, buscando garantizar de esta manera el abastecimiento total de la demanda a mínimo costo en el mediano plazo; y que a su vez también permita contar con una previsión de despacho que sirva como indicador a las centrales térmicas en general, para abastecerse adecuadamente de combustibles de acuerdo con el requerimiento energético previsto en el horizonte de tiempo analizado.

### **3.2. Descripción del problema**

Garantizar el abastecimiento total de la demanda de energía eléctrica nacional y de exportación al mínimo costo en el SNI de Guatemala es uno de los objetivos principales del ente Operador del Sistema (OS) y Operador del Mercado (OM) que representa un reto constante y que en muchas ocasiones implica múltiples dificultades, debido a la diversidad de variables que influyen en las etapas de previsión y planificación. Actualmente en el mercado eléctrico guatemalteco solo existen dos tipos de planificaciones, siendo estas de corto y largo plazo respectivamente. La planificación de corto plazo, llamada Programación Semanal (PS), consiste en planificar la operación óptima del parque hidrotérmico para la semana siguiente, de domingo a sábado, estimando la generación de cada unidad de manera de minimizar el costo total de operación más el costo de desconexión de la red. En otras palabras, es mediante esta programación que se define la política operativa del sistema que regirá para la semana siguiente. Por otro lado, se tiene la PLP, que consiste en planificar, de forma indicativa, la operación correspondiente al año estacional siguiente que comprende del 1 de mayo del año en curso al 30 de abril del año siguiente. Esta programación, de acuerdo con lo descrito en el numeral 1.2.1 de la Norma de Coordinación Comercial No. 1 (NCC-1) del Administrador del Mercado Mayorista (AMM), debe incluir la siguiente información:

- Valores mensuales de generación y demanda.
- Programa de Mantenimientos Mayor de unidades generadoras e instalaciones de transporte de energía.

- Operación mensual de los embalses, considerando restricciones ambientales y usos múltiples del agua, detectando y cuantificando los riesgos de vertimiento y de escasez de la oferta hidroeléctrica.
- Proyección de los precios medios ponderados de la energía por banda horaria.
- Estimación de energía no suministrada.
- Asignación de energía a los generadores con contratos a los que se refiere el artículo 40 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.
- Determinación de restricciones permanentes en el sistema de transporte.
- Asignación de márgenes adecuados de reservas operativas según los criterios establecidos.
- Cálculo de las curvas de valor del agua de las centrales hidroeléctricas con embalse y valores de agua previstos, con detalle mensual para el periodo correspondiente.
- Determinación de los costos variables de generación de cada generador térmico, que será igual a los registrados por el AMM para esa misma semana DOCE (12) meses antes, más un ajuste que resulte de las hipótesis de variación de precios de combustibles relacionadas con los precios de referencia de combustible y el comportamiento esperado de

dichos combustibles en el mercado utilizado como referencia, de acuerdo a lo que establece en el Anexo 1.3 de esta misma norma.

- (Modificado por el Artículo 3 de la Resolución 1667-01 del Administrador del Mercado Mayorista) Considerar la Energía comprometida en Contratos Firmes Mercado Eléctrico Regional (CFMER) y Contratos Firmes (CF) con países no miembros del MER, con duración de un año estacional completo.

La metodología y los criterios para la realización de la PS y la PLP se encuentran descritos en los numerales 1.3.2 y 1.2.2 de la NCC-1.

Actualmente en la normativa vigente no existe ninguna solución que permita minimizar las desviaciones considerables que existen en las previsiones de disponibilidad y despacho de energía entre la planificación de largo plazo y la planificación de corto plazo. Debiéndose tomar en cuenta que las previsiones de despacho de energía eléctrica contenidas en la PLP se realizan con un mayor grado de incertidumbre. Estas desviaciones que existen entre ambas planificaciones son ocasionadas principalmente por las indisponibilidades de centrales generadoras de base, cancelación o reprogramación de mantenimientos mayores de centrales base, desviaciones considerables en el aporte hidrológico previsto y la intermitencia del aporte energético de plantas generadoras renovables, entre otras; que en su conjunto puedan representar desviaciones significativas en las previsiones de despacho energético en el corto y mediano plazo provocando con esto a que se recurra a cubrir estas desviaciones con generación de centrales térmicas que no se tenían previstas en la PLP. Siendo importante considerar que la disponibilidad de estas plantas depende directamente de la disponibilidad de combustible; y para poder

abastecerse adecuadamente, se requiere de un tiempo variable entre uno y tres meses para la correcta planificación y ejecución de la logística de suministro, ya que estos combustibles provienen de otros países. Por este motivo, una planificación que no represente la disponibilidad real de los recursos de generación en el SNI podría provocar un déficit de recursos energéticos para cumplir con el abastecimiento de electricidad de Guatemala, lo cual puede llegar a tener repercusiones directas en el precio spot, el costo operativo y en las transacciones internacionales del parque generador de electricidad.

### **3.3. Formulación del problema**

Lo anteriormente descrito da como resultado una interrogante principal:

¿Cómo se pueden minimizar las desviaciones en las previsiones de disponibilidad y despacho de energía entre la planificación de largo plazo y la planificación de corto plazo de manera que se garantice el óptimo suministro de la demanda a mínimo costo en el mediano plazo en el SNI?

El complemento a la interrogante principal contempla las siguientes preguntas auxiliares:

- ¿Cómo se pronosticará la demanda nacional y de exportación hacia el mercado eléctrico de Centroamérica y México en el mediano plazo?
- ¿Cómo se estimarán los caudales de las centrales hidroeléctricas y los perfiles de generación para las centrales eólicas y solares en el mediano plazo?

- ¿Cómo se proyectarán los Costos Variables de Generación de las centrales térmicas en el mediano plazo?
- ¿Qué información puede ser de utilidad para las centrales térmicas el realizar un despacho indicativo de mediano plazo que se actualice periódicamente cada mes para los siguientes tres meses?

### **3.4. Delimitación del problema**

A continuación, se presenta la delimitación contextual, geográfica e histórica del problema de investigación en estudio.

#### **3.4.1. Delimitación contextual**

Esta propuesta de planificación y optimización del despacho hidrotérmico de mediano plazo en el SNI surge debido principalmente a las considerables desviaciones en el requerimiento energético de las centrales generadoras que se puedan presentar en la realidad respecto a las previsiones de despacho que se tengan contempladas en la planificación del parque generador hidrotérmico a través de la PLP, lo que implicaría que las centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles para la producción de energía eléctrica tengan previsiones poco precisas en cuanto al requerimiento de combustible en el mediano plazo para poder abastecerse adecuadamente del mismo, lo cual requiere un tiempo prudencial entre uno y tres meses para la correcta planificación y ejecución de la logística de suministro del mismo según el tipo de combustible que utilicen.

### **3.4.2. Delimitación geográfica**

La evaluación y el análisis del estudio propuesto se realizará a partir de la base de datos que publicará el ente OS y OM guatemalteco correspondiente a la PLP versión definitiva para el año estacional 2022-2023 que abarcará desde el mes de mayo de 2022 a abril de 2023, tomando como referencia para este estudio los meses de mayo, junio y julio de 2022. Adicionalmente, cabe mencionar que a esta base se le harán las adecuaciones necesarias según las premisas a considerar para dicho estudio, incluyendo en estas las transacciones internacionales de electricidad con los mercados eléctricos de Centroamérica y México, pronósticos de caudales, pronósticos de perfiles de generación para centrales eólicas y solares, proyección de costos variables de generación, entre otros. Por lo tanto, la delimitación geográfica se centrará en Guatemala y en el comportamiento de su parque generador hidrotérmico con los países vecinos.

### **3.4.3. Delimitación histórica**

La delimitación histórica se determinará conforme se vaya profundizando más en el tema y avanzando en el estudio propuesto, considerando que esta optimización de mediano plazo con horizonte de tres meses será la primera en realizarse en Guatemala. Por lo tanto, el muestreo no probabilístico que se utilizará permitirá al investigador realizar esta delimitación histórica del tema abordado conforme se vaya realizando el estudio. Sin embargo, se espera que al menos se tome como base el comportamiento del parque generador hidrotérmico guatemalteco de los últimos cuatro años.





## 4. JUSTIFICACIÓN

A continuación, se presenta el siguiente Diseño de Investigación que corresponde a la línea de investigación de Regulación del Sector Eléctrico Nacional de la Maestría en Gestión de Mercados Eléctricos Regulados, enfocado específicamente en una propuesta de planificación y optimización del despacho hidrotérmico de mediano plazo en el SNI de Guatemala, dicho estudio consiste en realizar una planificación y optimización de mediano plazo con horizonte de tiempo trimestral que se actualice periódicamente cada mes para los siguientes tres meses. Esto con la premisa de actualizar los resultados previstos inicialmente en la PLP, dando un mejor panorama de la disponibilidad de los recursos energéticos disponibles en el mercado eléctrico nacional que a su vez sirva como indicador a todos los Agentes del Mercado Mayorista de electricidad (MM).

La planificación de los recursos del sistema y requerimiento energético de las centrales generadoras en el mediano plazo es un tema que aún no se ha analizado a profundidad en el mercado eléctrico guatemalteco, por lo que abre la posibilidad de realizar estudios en donde se evalúen posibles escenarios del despacho hidrotérmico del parque generador en el mediano plazo que permita a las centrales generadoras en general prever su aporte energético en el horizonte de tiempo analizado, lo cual también permitirá a las centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles, planificar con un tiempo prudencial sus reabastecimientos de combustibles en el mediano plazo, considerando los tiempos y logística que esto implica; además, considerará otra variedad de aspectos que contribuyen en la planificación del SNI como los siguiente:

- Valores en etapas semanales de generación y demanda de energía eléctrica.
- Cancelación o reprogramación de Mantenimientos Mayores de unidades generadoras e instalaciones de transporte de energía inicialmente considerados en la PLP.
- Operación semanal de los embalses, considerando restricciones ambientales y usos múltiples del agua, detectando y cuantificando los riesgos de vertimiento y de escasez de la oferta hidroeléctrica.
- Proyección de los precios medios ponderados de la energía por banda horaria.
- Estimación de energía no suministrada.
- Determinación de restricciones permanentes en el sistema de transporte.
- Asignación de las centrales y/o unidades generadoras previstas para cubrir con los márgenes de reservas operativas establecidos en la PLP.
- Cálculo de las curvas de valor del agua de las centrales hidroeléctricas con embalse anual y valores de agua previstos, con detalle semanal para el periodo correspondiente.
- Determinación de los costos variables de generación de cada generador térmico, con base en los registros históricos de los últimos 6 meses.

- Consideración de la Energía comprometida en CFMER y CF con países no miembros del MER, para el periodo correspondiente.

Esta planificación de mediano plazo busca representar con una menor incertidumbre la estimación de la disponibilidad prevista de los recursos de generación y despacho de energía en el SNI, derivado que una planificación que se realiza con un mayor grado de incertidumbre como lo es la planificación de largo plazo, tiende a alejarse de lo que realmente sucede en el horizonte de tiempo previsto, lo que podría provocar un déficit de recursos energéticos para cumplir con el abastecimiento de electricidad de Guatemala, lo cual podría tener repercusiones directas en el precio spot de la energía, encarecimiento del costo operativo del sistema y en las transacciones internacionales del parque generador de electricidad.



## **5. OBJETIVOS**

### **5.1. General**

Minimizar las desviaciones en las previsiones de disponibilidad y despacho de energía entre la planificación de largo plazo y la planificación de corto plazo a través de un despacho hidrotérmico indicativo de mediano plazo que optimice y garantice el abastecimiento de la demanda al mínimo costo en el SNI.

### **5.2. Específicos**

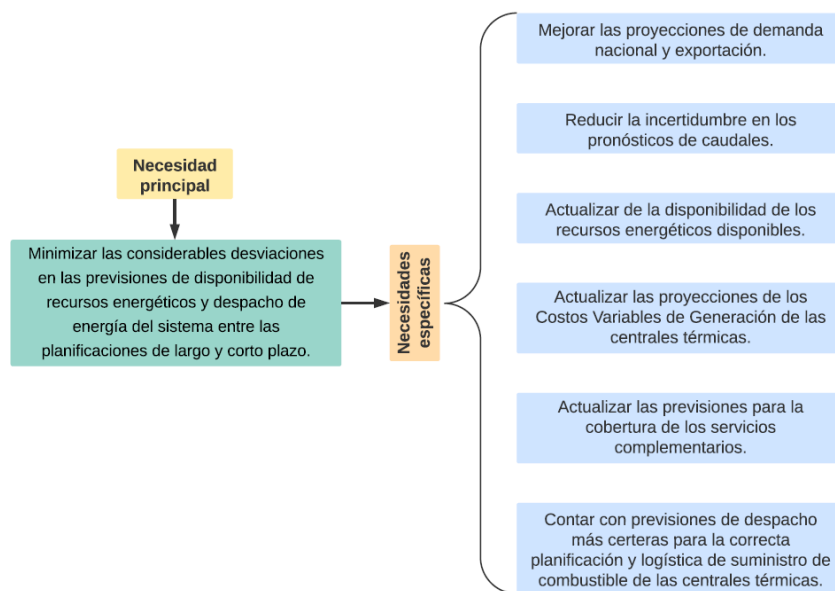
- Definir una metodología para la proyección de la demanda nacional y demanda de exportación hacia el mercado eléctrico de Centroamérica y México a utilizar en el mediano plazo.
- Definir una metodología para la proyección de caudales de las centrales hidroeléctricas y los perfiles de generación para las centrales eólicas y solares a utilizar en el mediano plazo.
- Proponer una metodología para la proyección de costos variables de generación de las centrales térmicas en el mediano plazo.
- Proponer una solución para determinar el requerimiento energético de las centrales térmicas en el mediano plazo para garantizar un adecuado suministro y disponibilidad de combustible



## 6. NECESIDADES A CUBRIR Y ESQUEMA DE SOLUCIÓN

El presente estudio busca minimizar las diferencias que existen entre la previsión de la disponibilidad de los recursos energéticos proyectada en una planificación de largo plazo y las previsiones de los recursos realmente disponibles en una proyección de corto plazo. Esta necesidad principal surge según lo descrito en las secciones anteriores correspondientes al planteamiento del problema y justificación del estudio. No obstante, para minimizar las diferencias mencionadas, se deben analizar por separado las necesidades específicas del estudio, las cuales se describen a continuación en la siguiente figura:

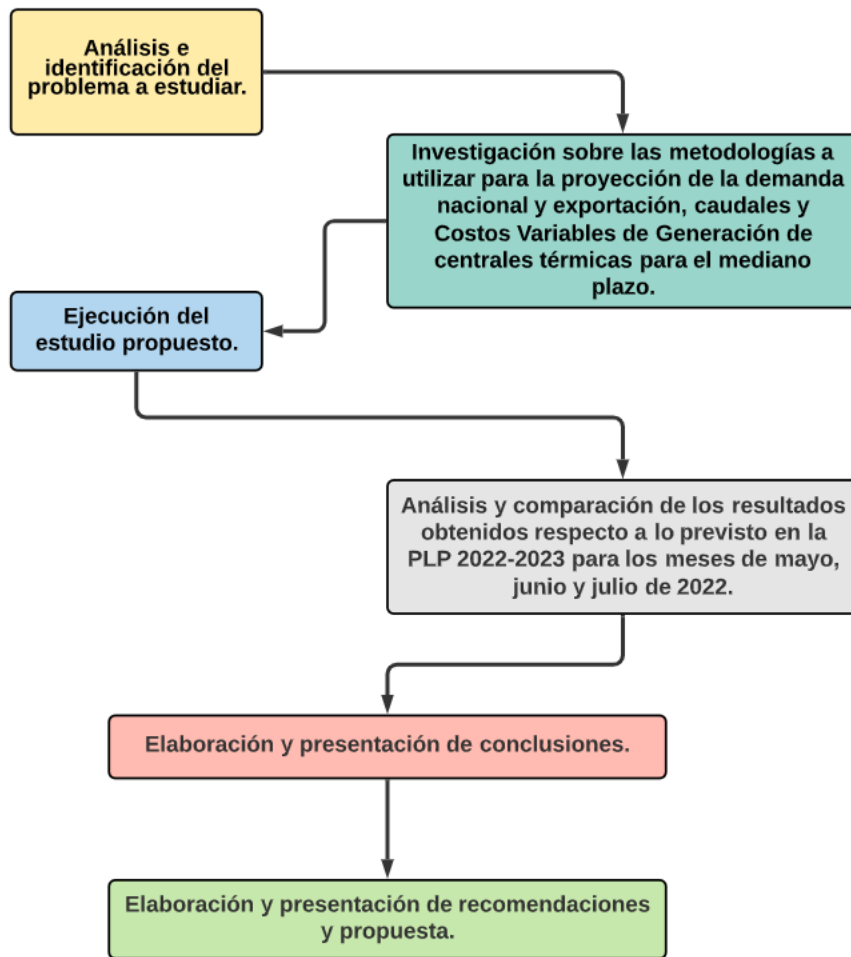
Figura 1. Necesidades a cubrir



Fuente: elaboración propia, realizado con Lucidchart.

El esquema de solución propuesto para analizar el tema en estudio se muestra a continuación:

Figura 2. **Esquema de solución**



Fuente: elaboración propia, realizado con Lucidchart

En la sección de Metodología se describen las fases en las que se desarrollará el estudio y posteriormente en la sección correspondiente al Cronograma se muestra la planificación para el desarrollo del mismo.



## **7. MARCO TEÓRICO**

Dada la temática que se busca abordar en este diseño de investigación, es necesario comprender principalmente, la estructura, funcionamiento y regulación del MM en Guatemala, para posteriormente conceptualizar, analizar y entender sobre la optimización de sistemas hidrotérmicos de generación, la importancia de la red eléctrica de transporte y las reservas operáticas que se utilizan en la planificación y operación del SNI.

También se abordará el tema de despacho económico de electricidad para comprender como se realiza el mismo en un sistema eléctrico interconectado. Asimismo, se presentará el software o herramienta computacional que se utilizará para la simulación del despacho hidrotérmico planteado.

### **7.1. Mercado Mayorista de electricidad y el Sistema Nacional Interconectado de Guatemala**

Este capítulo se centra en comprender y describir la estructura, funcionamiento y regulación del MM y el SNI en Guatemala, ya que la temática a abordar se realizará en torno al sistema eléctrico nacional guatemalteco.

#### **7.1.1. Mercado Mayorista de electricidad de Guatemala**

En el capítulo III de la Ley General de Electricidad (LGE) se indica que el MM “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” (Decreto del Congreso de la República 93-96, 1996, art. 6). Y de acuerdo con Felipe (2016) y Castellanos (2014), el MM al encontrarse y desarrollarse bajo el marco regulatorio del subsector eléctrico nacional y en apego a lo que establece la LGE y su Reglamento en relación con la separación de las funciones de generación, transmisión y distribución, permite garantizar el libre acceso al SNI, debiéndose mantener siempre las condiciones ineludibles para la libre competencia y la libre elección entre suministradores y compradores, siendo esto último posible únicamente para aquellos compradores que necesiten abastecer una demanda considerable.

#### **7.1.1.1. Funcionamiento y estructura del Mercado Mayorista de electricidad**

El AMM en su Revista Digital describe cómo funciona el mercado eléctrico en Guatemala, indicando que:

El mercado eléctrico en Guatemala funciona como un libre mercado desde 1996, donde fueron separadas las actividades de la industria eléctrica, por lo que se abrió a la libre competencia la generación y la comercialización de energía. La transmisión y la distribución funcionan como actividades reguladas donde participan empresas privadas y públicas para prestar el servicio, otorgadas mediante licitación pública (Administrador del Mercado Mayorista, 2020).

De acuerdo con Felipe (2016) “El funcionamiento del MM está dirigido por el Ministerio de Energía y Minas (MEM) a través de su órgano técnico, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), y por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM)” (p. 1).

Felipe (2016) en su estudio menciona algunas de las funciones del MEM basándose en la LGE Decreto del Congreso de la República 93-96 (1996, art. 3), indicando que el MEM es una entidad estatal, cuya responsabilidad consiste en “[...] elaborar y coordinar políticas energéticas, planes de estado y programas indicativos del subsector eléctrico” (Felipe, 2016, p. 2). Adicionalmente, menciona que el MEM también tiene a su cargo “[...] estudiar y fomentar el uso de fuentes renovables de energía, proponer normas ambientales en materia energética y ejercer funciones normativas, de control y supervisión” (Felipe, 2016, p. 2).

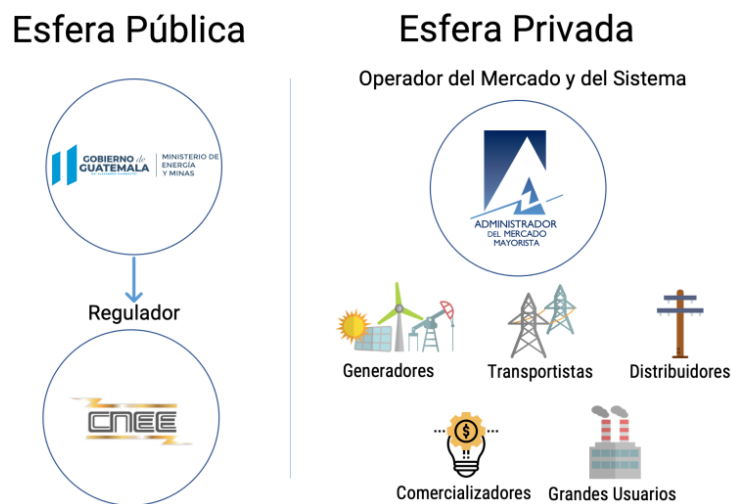
Según lo establecido en la LGE Decreto del Congreso de la República 93-96 (1996, art. 4) y de acuerdo con Felipe (2016) se puede describir a la CNEE como el órgano técnico del MEM, siendo la entidad encargada de la regulación del subsector eléctrico nacional y el principal responsable de vigilar y hacer cumplir lo estipulado en la LGE y sus Reglamentos, encargándose de imponer sanciones a quienes infrinjan esta LGE y sus Reglamentos. Asimismo, debe velar y “[...] proteger los derechos de los usuarios, definir tarifas de transmisión y distribución, solucionar controversias entre participantes del MM” (Felipe, 2016, p. 2), además de tener a su cargo la emisión de normas técnicas relacionadas al subsector eléctrico nacional y “[...] realizar funciones de planificación referente a la ampliación del sistema de generación y transmisión para garantizar la eficiencia económica y garantía de suministro de electricidad.” (Felipe, 2016, p. 2).

Jerárquicamente abajo de la CNEE se encuentra el AMM, quien según lo establecido en el Decreto del Congreso de la República 93-96 (1996, art. 44) y lo mencionado por Felipe (2016), es una entidad privada sin fines de lucro, quien dentro de sus principales funciones figura como “[...] Operador del Sistema (OS) y Operador del Mercado (OM)” (Felipe, 2016, p. 2).

Adicionalmente, según lo indicado también en el Decreto del Congreso de la República 93-96 (1996, art. 44) y de acuerdo con Felipe (2016), el AMM como OS esta “[...] encargado de la coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte de energía eléctrica al mínimo costo para las operaciones del MM” (Felipe, 2016, p. 2), así como de “establecer precios de corto plazo para transferencias de potencia y energía entre los participantes, garantizar la seguridad y el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica” (Felipe, 2016, p. 2).

Por otro lado, el AMM “Como OM tiene a su cargo la administración de las transacciones comerciales del MM, en un marco de libre contratación de abastecimiento de energía eléctrica entre los participantes del mercado” (Felipe, 2016, p. 2).

Figura 3. **Marco institucional del sector eléctrico de Guatemala**



Fuente: Administrador del Mercado Mayorista (2020). *Mercado Eléctrico de Guatemala: ¿Cómo Funciona?* Consulta: 17 de septiembre de 2021. Recuperado de: <https://rd.amm.org.gt/2020/09/16/funcionamiento-mercado-electrico/>

#### **7.1.1.1.1. Agentes y Participantes del Mercado Mayorista**

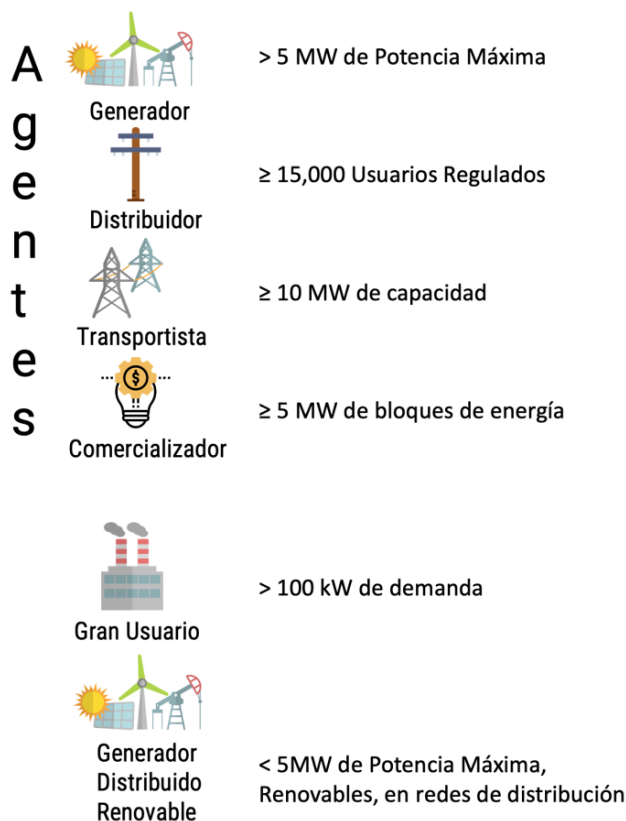
Los Agentes del MM, según lo establecido en el Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE) Acuerdo Gubernativo Número 256-97 (1997, art. 39), se distribuyen en: generadores, comercializadores, distribuidores y transportistas. Debiendo todos cumplir con ciertos requisitos para poder adquirir su calidad de Agente, de acuerdo con Felipe (2016) los agentes y participantes pueden ser “[...] entidades públicas o privadas entre las cuales se realizan transacciones en el MM” (Felipe, 2016, p. 3), la descripción y los requisitos principales que deben cumplir cada uno de los Agentes y participantes del MM según lo establecido en el Acuerdo Gubernativo Número 256-97 (1997, art. 39) y lo descrito por Felipe (2016) son los siguientes:

- **Generador:** entidad que posea una central generadora con potencia máxima mayor a 5 MW.
- **Comercializador, importador y exportador:** entidad que compre y venda bloques de energía asociados a una Oferta Firme Eficiente (OFE) o Demanda Firme (DF) de “[...] por lo menos 5 MW de potencia, con carácter de intermediación y sin la participación en la generación, transporte, distribución o consumo de electricidad”.
- **Distribuidor:** “entidad poseedora de instalaciones para distribución comercial de energía eléctrica, con al menos 15,000 usuarios regulados conectados a su red”.

- Transportista: “entidad poseedora de instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de electricidad con capacidad de transporte de al menos 10 MW”.
  - Gran Usuario: consumidor de energía eléctrica cuya demanda de potencia exceda los 100 kW.
  - Generador Distribuido Renovable: “entidad poseedora de una central de generación de energía eléctrica, producida por unidades de tecnologías de generación con recursos renovables, que se conectan a instalaciones de distribución y su aporte de potencia es igual o menor a 5 MW”.
- (p. 3)

Cabe mencionar que según Administrador del Mercado Mayorista (2020), cualquier participante consumidor que demande más de 100 kW puede adquirir su calidad de Gran Usuario, lo cual le permite realizar compras directas con los comercializadores para cubrir su demanda. Actualmente se cuenta en el MM con 61 Agentes generadores, 13 transportistas, 21 comercializadores, 3 distribuidores, 62 Generadores Distribuidores Renovables (GDR's) y 1,164 Grandes Usuarios (GU).

Figura 4. **Participantes del Mercado Mayorista de electricidad de Guatemala**



Fuente: Administrador del Mercado Mayorista (2020). *Mercado Eléctrico de Guatemala: ¿Cómo Funciona?* Consulta: 17 de septiembre de 2021. Recuperado de: <https://rd.amm.org.gt/2020/09/16/funcionamiento-mercado-electrico/>

### 7.1.1.2. Marco regulatorio nacional

Considerando lo descrito por Ministerio de Energía y Minas (2012) y de acuerdo con Felipe (2016), el marco regulatorio nacional se encuentra integrado y ordenado jurídicamente por la LGE, sus Reglamentos y modificaciones, la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energías Renovables y su

Reglamento, los acuerdos ministeriales emitidos por el MEM, las Normas Técnicas y Resoluciones emitidas por la CNEE, las Normas de Coordinación Comercial (NCC) y las Normas de Coordinación Operativa (NCO) ambas del AMM. Cabe mencionar que estos dos últimos grupos de normas NCC y NCO se encuentran establecidos los criterios y lineamientos correspondientes a la planificación del despacho de generación del SNI.

#### **7.1.1.2.1. Normas de Coordinación Comercial**

Felipe (2016) en su estudio menciona que estas normas “Son la base de la operación del mercado y planificación de la operación del SNI” (p. 4), además afirma que “en estas normas se encuentran las disposiciones y procedimientos emitidos por el AMM que tienen por objeto coordinar actividades específicas que garanticen la coordinación de las transacciones comerciales en el MM” (Felipe, 2016, p. 4).

Adicionalmente, es oportuno indicar que en estas NCC se encuentran descritas las diferentes programaciones de despacho de generación que se realizan actualmente, siendo estas las programaciones de despacho anual, semanal y diario. Asimismo, pueden encontrarse los estudios eléctricos correspondientes a la operación del SNI, el procedimiento relacionado con las pérdidas eléctricas del sistema de transmisión, temas referentes a las importaciones y exportaciones de energía eléctrica, los lineamientos y procedimientos para la liquidación de energía, potencia, servicios complementarios, peaje y las transacciones que se realicen en el Mercado a Término (MT) y Mercado de Oportunidad (MO).



#### **7.1.1.2.2. Normas de Coordinación Operativa**

Estas normas están relacionadas con la operación del MM y según Felipe (2016) se puede decir que:

Tiene por objeto establecer criterios para una operación segura y confiable del SNI. En estas normas se encuentran los reglamentos referentes a la información necesaria a suministrar por los participantes para lograr el cumplimiento de la operación del SNI de manera segura, confiable y eficiente; los criterios para la coordinación de los servicios complementarios; niveles mínimos y criterios de calidad para realizar la operación del sistema de acuerdo a las Normas Técnicas de la CNEE y los procedimientos para la inspección de las instalaciones del SNI (p. 4).

#### **7.1.2. Sistema Nacional Interconectado**

En el capítulo III, de la LGE Decreto del Congreso de la República 93-96 (1996) se define al Sistema Nacional Interconectado como “[...] la porción interconectada del Sistema Eléctrico Nacional” (art. 6), siendo este último:

[...] el conjunto de instalaciones, centrales generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas, redes de distribución, equipo eléctrico, centros de carga y en general toda la infraestructura eléctrica destinada a la prestación de este servicio, interconectados o no, dentro del cual se efectúan las diferentes transferencias de energía eléctrica entre diversas regiones del país (Decreto del Congreso de la República 93-96, 1996, art. 6).

La función principal del SNI según López (2019), es “[...] transportar la energía eléctrica de las centrales de generación a los centros de consumo y esto se lleva a cabo interconectando las principales instalaciones que lo conforman” (p. 1). Cabe mencionar que el SNI es operado por el AMM desde el centro de control de la operación en tiempo real conocido normativamente como Centro de Despacho de Carga (CDC).

#### **7.1.2.1. Principales elementos que constituyen el Sistema Nacional Interconectado**

El SNI al igual que todo Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) está constituido principalmente por centrales generadoras, una red de transmisión y distribución, subestaciones eléctricas, así como por equipos adicionales necesarios e indispensables para lograr el óptimo suministro de energía eléctrica cumpliendo con uno de los objetivos más importantes en el SNI, que es velar por la continuidad de este servicio.

##### **7.1.2.1.1. Subestaciones eléctricas en los Sistemas Eléctricos de Potencia**

Las subestaciones eléctricas en los SEP de acuerdo con Trashorras (2015) y López (2019) son estructuras fundamentales en los sistemas de generación, transporte y distribución de la energía eléctrica en alta tensión, ya que son puntos de conexión donde se interconectan todos los elementos y equipos como líneas de transmisión, transformadores, seccionadores, interruptores, capacitores, inductores, entre otros. López (2019) menciona que en los SEP a estos vínculos o puntos de conexión se les denomina nodos, pudiendo ser estos nodos de generación o nodos de demanda. Asimismo, cabe

señalar que físicamente las subestaciones eléctricas “[...] están conformadas por un conjunto de equipos utilizados para controlar el flujo de energía y garantizar la seguridad de los sistemas de potencia por medio de dispositivos de protección” (López, 2019, p. 2), adicionalmente, es oportuno considerar que las subestaciones eléctricas se pueden clasificar por su nivel de tensión.

Tabla I. **Clasificación de subestaciones eléctricas según nivel de tensión**

No.	Tipo de subestación eléctrica	Nivel de tensión
1.	Subestación de transmisión	Mayor a 230 kV
2.	Subestación de subtransmisión	Entre 115 y 230 kV
3.	Subestación de distribución primaria	Entre 23 y 115 kV
4.	Subestación de distribución secundaria	Menor de 23 kV

Fuente: López (2019, p. 3). *Análisis del despacho óptimo de energía eléctrica unificando los parques generadores de Guatemala y Honduras.*

A continuación, se listan las principales subestaciones que conforman el SNI de Guatemala de acuerdo con López (2016, p. 3-4):

Tabla II. **Principales subestaciones eléctricas de 230 kV**

Guatemala Sur	Guatemala Este	Santa Ana
Guatemala Norte	Alborada	Magdalena
Aguacapa	Pacífico	Las Palmas
Escuintla 1	Tactic	Arizona
Chixoy I	Chixoy II	Renace II, III y IV
Palo Viejo	Uspantán	Izabal
Covadonga	Xacbal	La Vega II
Huehuetenango II	Esperanza	Madre Tierra
Los Brillantes	Palo Gordo	La Unión
Siquinalá	Enron	San Antonio
Tampa	San José	San Joaquín
Jaguar Energy	Costa Linda	Palestina
Sidegua	San Agustín	El Estor
Panaluya	Morales	Moyuta

Fuente: López (2019, p. 3). *Análisis del despacho óptimo de energía eléctrica unificando los parques generadores de Guatemala y Honduras.*

Tabla III. **Principales subestaciones eléctricas de 138 kV**

Guatemala Sur	Escuintla 1
Chiquimulá	Horus
Ipala	Río Grande
Chiquimulá	Zacapa
Panaluya	Moyuta
Palín II	Huehuetenango
Huehuetenango II	El Progreso
Jurún Marinalá	Ortitlan
Pologua	La Esperanza
Viento Blanco	Costa Sur

Fuente: López (2019, p. 4). *Análisis del despacho óptimo de energía eléctrica unificando los parques generadores de Guatemala y Honduras.*

Tabla IV. **Principales subestaciones eléctricas de 69 kV**

Guatemala Sur	Guatemala Norte	Panzos	Recreo
Guatemala Este	Escuintla 1	Melendrez	Canadá
Los Brillantes	La Esperanza	Sanarate	Carlos Dorión
Huehuetenango	Cocales	Mázate	Monte Cristo
Incienso	Retalhuleu	Chisec	Cobán
Oxec I y II	Renace I	Magdalena	Jalapa
El Progreso	El Centro	Textiles	Puerto Barrios
Sector Industrial Petapa	Guadalupe	Santa María	Morales
Rodríguez Briones	Santa Mónica	Coatepeque	Raaxhá
Panaluya	La Vega	Tactic	San Joaquín
San Juan de Dios	Los Esclavos	Santa Elena	Santa Ana

Fuente: López (2019, p. 4). *Análisis del despacho óptimo de energía eléctrica unificando los parques generadores de Guatemala y Honduras.*

#### 7.1.2.1.2. **Líneas de transmisión**

Las líneas de transmisión de acuerdo con Sector Electricidad (2015) y López (2019) son básicamente el enlace físico por el cual se transmite y distribuye la energía eléctrica de un punto a otro, usando como medio un material conductor. Las líneas de transmisión están constituidas por elementos como cables conductores, estructuras de soporte, aisladores eléctricos, accesorios de ajuste entre aisladores y estructuras de soporte y cables de guarda.

Según López (2019), una característica básica de las líneas de transmisión es que estas operan en alta tensión con el fin de reducir la corriente que circule a través las mismas y de esta manera evitar recurrir en la utilización de conductores eléctricos con diámetros relativamente grandes. Además, cabe mencionar que, regularmente las centrales generadoras en un sistema eléctrico interconectado se encuentran en lugares retirados de las principales ciudades,

comercios o industrias quienes por lo regular conforman los principales puntos o nodos de consumo. Es por esta razón que las líneas de transmisión deben diseñarse con ciertas características y parámetros para poder transportar la energía eléctrica entre distancias relativamente largas. Asimismo, es oportuno mencionar que las líneas de transmisión pueden modelarse según su longitud y de esta manera calcular y determinar los parámetros de las mismas.

A continuación, se listan las principales líneas de transmisión que constituyen el SNI de Guatemala, incluyendo las interconexiones con los países vecinos:

Tabla V. **Líneas de interconexión de Guatemala con países vecinos**

<b>Línea de Transmisión</b>	<b>Nivel de Tensión [kV]</b>	<b>País interconectado</b>
La Vega II – Ahuachapán	230	El Salvador
Moyuta – Ahuachapán	230	El Salvador
Panaluya – La Entrada	230	Honduras
Los Brillantes – Tapachula	400	México

Fuente: López (2019, p. 7). *Análisis del despacho óptimo de energía eléctrica unificando los parques generadores de Guatemala y Honduras.*

Tabla VI. **Líneas principales de interconexión del SNI**

Línea de Transmisión	Nivel de Tensión [kV]	No. de Circuitos
Covadonga – Uspantán	230	1
Uspantán – Chixoy II	230	2
Chixoy II – Tactic	230	2
Guatemala Norte – Tactic	230	2
Guatemala Norte – Guatemala Este	230	2
Guatemala Este – Guatemala Sur	230	2
Guatemala Sur – Alborada	230	1
Guatemala Sur – Escuintla 1	230	1
Escuintla 1 – Siquinalá	230	1
Escuintla 1 – Alborada	230	2
Escuintla 1 – San Joaquín	230	1
San Joaquín Pacífico	230	1
Alborada – Pacífico	230	1
Pacífico – Siquinalá	230	1
Pacífico – Magdalena	230	1
Pacífico – Aguacapa	230	1
Siquinalá – Palo Gordo	230	1
Palo Gordo – Los Brillantes	230	1
Aguacapa – La Vega II	230	1
Guatemala Este – San Antonio	230	1
San Antonio – La Vega II	230	1
Guatemala Norte – San Agustín	230	1
San Agustín – Panaluya	230	1
Panaluya – La Entrada	230	1
La Vega II – Moyuta	230	1
La Vega II Ahuachapán	230	1
Moyuta - Ahuachapán	230	1

Fuente: López (2019, p. 6). *Análisis del despacho óptimo de energía eléctrica unificando los parques generadores de Guatemala y Honduras.*

### 7.1.2.1.3. **Centrales generadoras de energía eléctrica**

Se les denomina centrales productoras de energía eléctrica a aquellas centrales que se encargan de convertir o transformar energías primarias en electricidad. Estas se pueden clasificar dependiendo del tipo de fuente primaria

de energía que se utilice, a continuación, se listan algunas de estas clasificaciones:

- Centrales hidroeléctricas
- Centrales térmicas
- Centrales geotérmicas
- Centrales eólicas
- Centrales solares fotovoltaicas
- Centrales nucleares

Las descripciones y características de estas centrales generadoras se abordarán en el siguiente capítulo, ya que las mismas se encuentran directamente relacionadas con la optimización de los sistemas hidrotérmicos.

## **7.2. Optimización de Sistemas Hidrotérmicos**

Basado en Sontay (2011) y Mejía, Franco y Gallego (2005), la optimización del despacho hidrotérmico es fundamental para la planificación y operación de los mercados eléctricos, Sontay (2011) afirma en su estudio que optimizar los sistemas hidrotérmicos:

[...] consiste en encontrar el plan de generación hidráulica y térmica del sistema de tal forma que se minimice el costo operativo en el período de estudio, la necesidad de optimización surge por las características del parque generador, la generación hidráulica tiene un costo operativo bajo aunque presenta una dependencia con la hidrología que plantea un riesgo de racionamiento asociado con las temporadas de época seca, por otro lado la generación térmica presenta un riesgo menor pero con



un costo relativamente alto. Para obtener un despacho a mínimo costo se requiere conocer las características de la oferta y demanda lo que hace necesario abordar sobre las variables a considerar (p. 1).

### **7.2.1. Optimización estocástica**

La optimización estocástica según Escobar y Rivas (2013) es utilizada en los casos de estudio donde existe incertidumbre en los parámetros de entrada que intervienen en el modelo de optimización, este modelo permite incluir explícitamente la posible incertidumbre en el valor de estos parámetros. Escobar y Rivas (2013) en su estudio indican que para incorporar o considerar esta incertidumbre se puede utilizar una estructura de árbol de escenarios, para de esta forma, modelar las distintas etapas de decisión del problema, así como la existencia de incertidumbre, también mencionan que:

En base a la información disponible acerca de los posibles resultados de una acción en cualquier proceso de toma de decisiones, podemos decir que cuando tomamos una decisión estamos ante una situación de:

- **Certidumbre:** Si cada acción da lugar a un resultado conocido e invariable:
- **Riesgo:** Si cada acción lleva a un posible resultado y cada resultado lleva asociada una probabilidad de que otra ocurra, probabilidad conocida para el decisor (normalmente estudiada mediante técnicas de estadísticas), la toma de decisiones está expuesta a la acción que se produzca finalmente en el futuro.

- Incertidumbre: Si cada acción tiene una consecuencia de entre un conjunto de posibles resultados, pero se desconocen las probabilidades de estos posibles resultados.  
(p. 20)

Afirmando posteriormente que:

Para resolver problemas en los que se desconocen los valores de algunos de los parámetros que intervienen en el modelo (situaciones de riesgo o de incertidumbre), es posible adoptar distintas “soluciones”. En determinadas circunstancias y en base a la información disponible acerca de los parámetros desconocidos, es posible “sustituir” estos valores por una estimación de los mismos, una medición no exacta de su valor esperado o bien tratar estos parámetros como variables aleatorias (Escobar y Rivas, 2013, p. 20).

### **7.2.2. Optimización determinista**

La optimización determinista basado en Escobar y Rivas (2013) normalmente es utilizada en los casos de estudio donde se conocen previamente todos los parámetros de entrada a utilizar en un modelo de optimización, cabe mencionar que, al aplicar este tipo de modelo, se deja de considerar la posible incertidumbre que pueda existir en los datos de entrada del mismo. Es decir, tanto en la función objetivo como en el conjunto de restricciones del tema en estudio, ya que se estarían suponiendo parámetros de entrada con valores fijos.

### **7.2.3. Hidrología en los sistemas hidrotérmicos**

Sontay (2011) en su estudio afirma que los sucesos hidrológicos relacionados con la lluvia, caudales fluctuantes y los niveles en los embalses, pueden considerarse como eventos estocásticos, lo anterior debido al comportamiento que pueda presentarse en los mismos a lo largo del tiempo, además, se debe tomar en cuenta que, al pronosticar estos eventos para un horizonte de tiempo dado, estos pueden representar cierto grado de incertidumbre. No obstante, Sontay (2011) también menciona que existe una componente o patrón medio de comportamiento que caracteriza dichos sucesos al cual se le denomina tendencia general o componente determinística, constituyendo de esta manera a la incertidumbre como la componente aleatoria del evento. Asimismo, indica que:

Existen diferentes tipos de modelos hidrológicos. Pueden ser determinísticos o estocásticos, de simulación o de optimización. En los modelos estocásticos, el algoritmo de cálculo incluye una o varias componentes probabilísticas. Con los modelos estocásticos se generan series futuras de lluvias, de caudales, de niveles de embalses, o de eventos externos (p. 2).

### **7.2.4. Centrales hidroeléctricas y su clasificación**

Basado en López (2019) “Las centrales hidroeléctricas aprovechan la energía cinética que puede adquirir el agua según el tipo de construcción de la central hidroeléctrica. Estas pueden ser clasificadas como centrales con embalse o de filo de agua” (p. 9).

De acuerdo con Lopez (2019) Las centrales con embalse pueden acumular considerables volúmenes de agua los cuales posteriormente son aprovechados para convertirlos en energía eléctrica. Lopez (2019) explica cómo se logra este proceso, indicando que:

El agua embalsada es dirigida a través de una tubería de presión que por lo general es de longitudes extensas y altas caídas, para que el agua conducida por la misma adquiera una alta energía cinética, que finalmente llega e impacta la turbina de la unidad generadora, con lo cual se obtiene una conversión de energía cinética a energía eléctrica (p. 9).

Si bien Lopez (2019) afirma que existen 2 tipos de centrales generadoras con embalse en Guatemala, es oportuno mencionar que en la actualidad son 3 tipos de centrales generadoras con embalse que se encuentran conectadas al SNI, siendo estas las centrales con embalse de regulación anual, mensual y diario.

#### **7.2.4.1. Centrales hidroeléctricas de regulación anual**

En la Norma de Coordinación Comercial No. 1 (NCC-1), Anexo 1.2, A1.2.2, A1.2.2.2.1 se establece que:

Son las centrales de mayor capacidad de embalse, con posibilidad de realizar por lo menos regulación anual, o sea transferir energía como volumen embalsado entre períodos de tres o más meses. Por otra parte, y a los fines de su tratamiento en la programación, su potencia instalada y energía firme representan actualmente un porcentaje importante de la demanda total del MM, pudiendo su operación afectar significativamente

el resultado económico de éste a mediano y largo plazo (Administrador del Mercado Mayorista, 2000, p. 29).

Posteriormente en el Anexo 1.2, A1.2.2, A1.2.2.2 de la NCC-1 se menciona lo siguiente:

Para pertenecer a esta categoría una central hidráulica deberá reunir como mínimo las siguientes condiciones.

- el volumen útil del embalse debe representar por lo menos 25 días de generación a potencia máxima, o sea al máximo caudal turbinable;
- ausencia de restricciones aguas abajo que afecten su despacho a nivel diario y horario.

(Administrador del Mercado Mayorista, 2000, p. 29)

De acuerdo con Lopez (2019) “En Guatemala, la única central con este tipo de embalse es la Hidroeléctrica Chixoy, cuyo embalse le permite almacenar una energía aproximada de 400 GWh [...]”. (p. 10)

#### **7.2.4.2. Centrales hidroeléctricas de regulación mensual**

La NCC-1, Anexo 1.2, A1.2.2, A1.2.2.3.1 establece para este tipo de centrales que:

Son las centrales que, no perteneciendo a la categoría de capacidad anual, cuentan con una potencia instalada significativa respecto a la demanda total del MM y con suficiente capacidad de embalse con relación a su energía firme como para permitir por lo menos una regulación mensual, o sea que pueden transferir agua entre las distintas semanas de un mes. Por lo tanto, su operación puede afectar significativamente el resultado económico del MM de una semana respecto a otra. (Administrador del Mercado Mayorista, 2000, p. 29)

Al igual que existen condiciones mínimas para categorizar si una central cumple o no con ser de regulación anual, para las centrales de regulación mensual también existen estas condiciones mínimas a reunir. En el Anexo 1.2, A1.2.2, A1.2.2.3.3 de la NCC-1 se establece lo siguiente:

Para pertenecer a esta categoría una central hidráulica deberá cumplir por lo menos con las siguientes condiciones:

- no cumplir con las condiciones para clasificar como central de capacidad anual;
- el volumen útil debe representar por lo menos 5 días de generación a potencia máxima, o sea al máximo caudal turbinable.

(Administrador del Mercado Mayorista, 2000, p. 29)

Cabe mencionar que en Guatemala actualmente existe solo una central con este tipo de clasificación y corresponde a la Hidroeléctrica Jurún Marinalá.

### **7.2.4.3. Centrales hidroeléctricas de regulación diaria**

La NCC-1, Anexo 1.2, A1.2.2, A1.2.2.5.1 establece para este tipo de centrales que:

Son las centrales que cuentan con un embalse con capacidad de acumulación de agua y tienen posibilidades de realizar por lo menos regulación diaria, o sea transferir agua dentro de un día entre distintas horas. Como consecuencia, su operación puede afectar la evolución de los precios horarios del MM. (Administrador del Mercado Mayorista, 2000, p. 30)

De la misma forma que para las centrales de regulación anual y mensual, para este tipo de categoría existen condiciones mínimas que deben reunirse. En el Anexo 1.2, A1.2.2, A1.2.2.5.3 de la NCC-1 se indica que:

Para pertenecer a esta categoría una central hidráulica deberá cumplir por lo menos con las siguientes condiciones:

- no cumplir con las condiciones de central de capacidad semanal;
- Presentar un informe emitido por un profesional colegiado especialista en este tipo de obras, que demuestre que la central cuenta con embalse y permita determinar el volumen de regulación que se pueda acumular en el mismo.

Al verificarse el cumplimiento de las condiciones antes referidas, la central hidráulica quedará clasificada como central de capacidad diaria (Administrador del Mercado Mayorista, 2000, p. 30).

#### **7.2.4.4. Centrales hidroeléctricas filo de agua**

La NCC-1, Anexo 1.2, A1.2.2, A1.2.2.6.1 establece que “Se incluirán en esta categoría todas las centrales hidráulicas que no resulten clasificadas como de capacidad anual, mensual, semanal o diaria.” (Administrador del Mercado Mayorista, 2000, p. 30), posteriormente se establece que:

Son centrales con ninguna capacidad de embalse que, a los efectos de la programación y el despacho, se considerarán generando el caudal entrante. Sus restricciones hidráulicas aguas abajo y las restricciones operativas de la central limitan su despacho horario y/o diario. (p. 30)

#### **7.2.5. Centrales térmicas**

Las centrales térmicas son aquellas que utilizan como fuente de energía la combustión de algunos combustibles ya sean sólidos (por lo regular carbón, biomasa y coque de petróleo), líquidos (regularmente bunker, diésel y bioetanol) o gaseosos (regularmente gas natural), en el caso de las geotérmicas, estas utilizan “[...] el vapor natural de alta temperatura que existe en el globo terráqueo” (López, 2019, p. 15), cabe mencionar que existen otros tipos de centrales térmicas como las centrales ciclo combinado y nucleares. Sin embargo, en Guatemala no se tienen centrales instaladas de este tipo.



### **7.2.5.1. Centrales de generación a base de vapor**

Leal (2005) indica que “Las centrales a vapor, utilizan como fuente de energía combustibles fósiles como, el carbón o petróleo, que al quemarse producen calor para calentar y producir vapor en una caldera” (p. 2), posteriormente Leal (2005) describe como “Este vapor es utilizado para accionar un conjunto turbina-generador, el cual produce la energía eléctrica” (p. 2). Actualmente en Guatemala la central térmica de vapor más grande instalada es la central térmica Jaguar Energy, esta central cuenta con dos unidades generadoras de aproximadamente 140 MW efectivos al sistema cada una.

Es importante mencionar que de acuerdo con Leal (2005) estas centrales resultan ser considerablemente menos flexibles operativamente respecto a otras tecnologías como las hidroeléctricas o motores reciprocantes, Leal (2005) menciona que esto se debe principalmente a que en condición fría a estas centrales les demora varias horas para poner la turbina en movimiento y lograr sincronizar al sistema, afirmando que aún en condición caliente, necesitan un máximo de velocidad de rotación para la toma de carga. “Por tal motivo estos generadores no pueden ser despachados periodos cortos de tiempo, y en el momento de no ser económicos deberán permanecer en línea a manera de generación forzada por requerimientos de arranque y parada” (Leal, 2005, p. 2).

Adicionalmente, Leal (2005) también menciona en su estudio que es importante considerar que estas centrales presentan niveles o rangos de potencia en donde no pueden funcionar de forma estable o en algunos casos operan de manera menos eficiente, por eso en la actualidad se tiene algunas centrales que declaran eficiencias diferentes por rango de potencia.

### **7.2.5.2. Centrales de generación de combustión interna**

De acuerdo con Leal (2005) “Estos motores utilizan como combustible, hidrocarburos pesados de la última etapa de refinamiento como el Diesel y Bunker C” (p. 3), siendo importante mencionar que según Leal (2005) y Sontay (2011):

Estas unidades son más flexibles que las térmicas de vapor ya que cada unidad puede tener arranques de cero a carga plena en tan solo decenas de minutos, pudiéndose arrancar y apagar más de una vez en un día, con la restricción de permanecer en línea por lo menos una hora, debido al costo que implica el arranque de la máquina (Leal, 2005, p. 3).

Las plantas más modernas que utilizan turbina de combustión, especialmente aquellas de ciclo de operación de base intermedia, aprovechan los gases de salida de la turbina en una caldera de recuperación y generan el vapor requerido por las turbinas de vapor para generación eléctrica adicional, el llamado ciclo combinado. La operación en ciclo combinado puede producir cerca del 40% de potencia adicional y elevar de 6% a 7% la eficiencia cuando es comparada con plantas térmicas convencionales de combustible fósil (Sontay, 2011, p. 7).

### **7.2.5.3. Centrales geotérmicas**

López (2019) indica que este tipo de centrales “[...] utilizan el vapor natural de alta temperatura que existe en el interior del globo terráqueo, conduciéndolo desde su punto de extracción hasta la ubicación de las centrales generadoras para ser utilizado en el proceso de generación de energía

eléctrica” (pp. 15-16), sin embargo, Lopez (2019) también menciona que, “antes de ser utilizados por las turbinas de los generadores pasan por un proceso de secado y reaprovechamiento del vapor” (p. 16).

#### **7.2.6. Centrales eólicas**

Las centrales eólicas son aquellas centrales que por medio de la rotación de las palas de un aerogenerador convierten este movimiento en energía eléctrica a través del aprovechamiento de la energía cinética del viento producto del movimiento de las masas de aire. Según Felipe (2016) las centrales eólicas constituyen “[...] una fuente de energía no contaminante y gratuita; sin embargo, presentan como desventaja principal que no se puede controlar totalmente su producción debido a la alta variabilidad espacial y temporal del viento” (p. 25), por lo anteriormente referido, Felipe (2016) expone que esto “[...] dificulta la determinación y predicción de la energía disponible, convirtiéndola en una fuente no gestionable” (p. 25).

López (2019) indica que actualmente en Guatemala se dispone de una capacidad efectiva estimada alrededor de 106.5 MW.

#### **7.2.7. Centrales solares fotovoltaicas**

Las centrales solares fotovoltaicas son aquellas centrales que captan por medio de paneles solares la energía producida por la radiación solar, convirtiéndola en energía eléctrica, estos paneles de acuerdo con López (2019) “[...] no son más que fotoceldas concentradas en los paneles” (p. 19), sin embargo, se debe mencionar que esta energía eléctrica producida por los paneles solares se obtiene en corriente directa, por lo que es necesario

transformarla en corriente alterna a través de inversores para poder ser transportada.

López (2019) indica que “En Guatemala se cuenta con una capacidad instalada de 91,5 MW, esta potencia toma en cuenta las centrales fotovoltaicas de generación distribuida renovable con una capacidad de 12,5 MW” (p. 19).

### **7.2.8. Representación de la demanda**

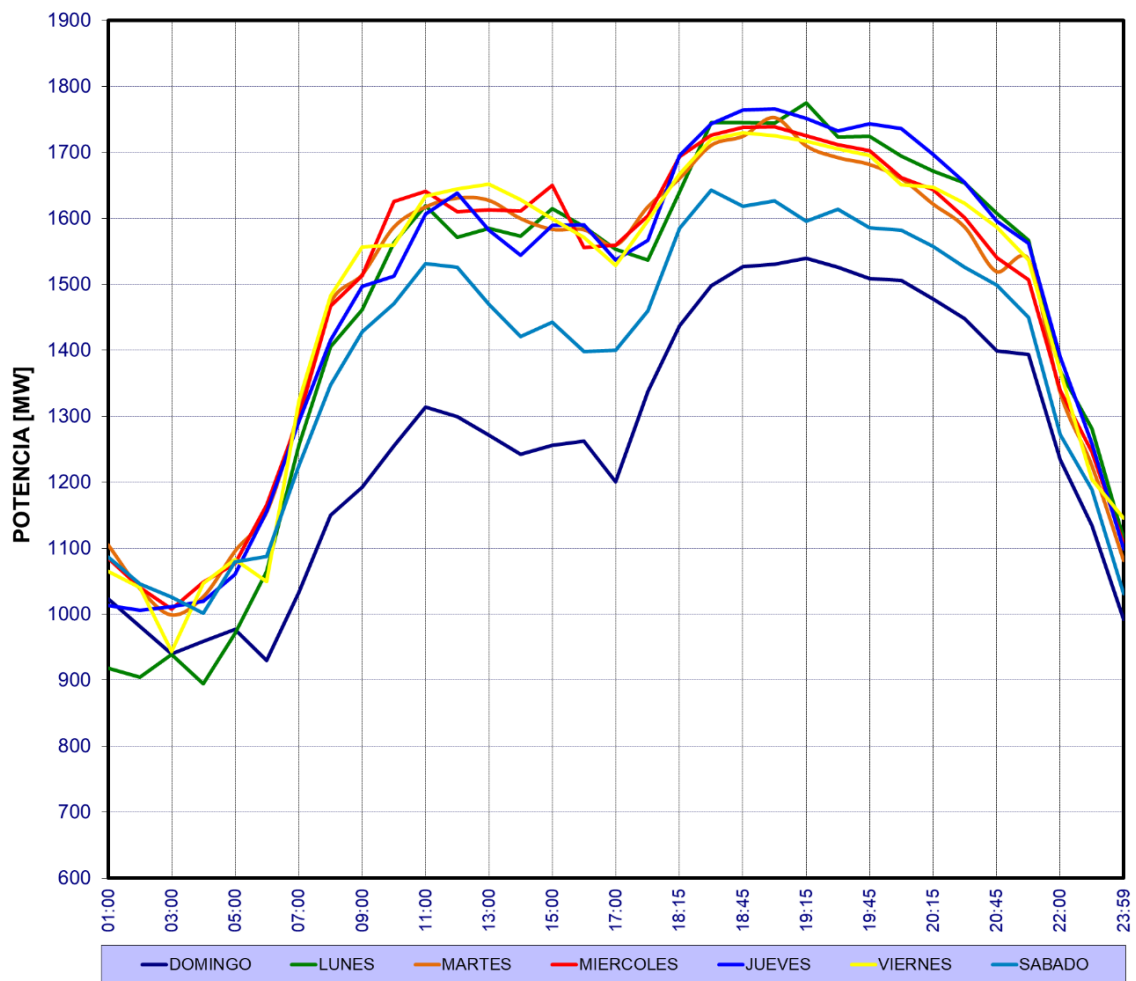
Sontay (2011) indica que “Los pronósticos de la demanda de potencia y energía incorporan un conjunto de incertidumbres de gran magnitud y de difícil cuantificación” (p. 12). Afirmando además que “La carga de un sistema es la suma de todas las demandas individuales en todos los nodos de un sistema de potencia, el patrón de consumo o de uso de una carga individual fluctúa aleatoriamente y es prácticamente imprevisible” (Sontay, 2011, p. 12), no obstante, posteriormente menciona que:

[...] las características que tiene la suma de las cargas individuales pueden ser estadísticamente proyectadas. El comportamiento de esta carga total, a su vez, es influenciado por diversos factores, los cuales pueden ser clasificados como siguen:

- factores económicos
- factores temporales
- factores climáticos
- efectos aleatorios

El establecimiento de un modelo para hacer el pronóstico de la demanda requiere una comprensión de los efectos de cada uno de estos factores sobre la demanda de energía eléctrica. (Sontay, 2011, p. 12)

Figura 5. **Curvas diarias de demanda del SNI para el periodo del 19 al 25 de septiembre de 2021**



Fuente: elaboración propia, realizado con Excel con datos públicos obtenidos del AMM.  
*Posdespachos publicados del 19 al 25 de septiembre de 2021.*

### **7.2.9. Despacho de sistemas hidrotérmicos**

De acuerdo con Leal (2005), en la mayoría de los mercados eléctricos el despacho de sistemas hidrotérmicos se resuelve apilando las centrales generadoras en orden creciente según el Costo Variable de Generación (CVG) declarado por las mismas, esto hasta suplir la demanda requerida por el sistema. A este apilamiento se le conoce como orden de mérito. Para los despachos puramente térmicos, Leal (2005) indica que:

Aunque existan factores adicionales que tornan este problema más complejo (pérdidas, límites en las líneas de transmisión, costos de partidas, límites en la tasa de variación de la producción energética, etc.), el problema de operación térmico posee las siguientes características:

- Es desacoplado en el tiempo, es decir una decisión operativa hoy no afecta el costo operativo de la próxima semana.
- Las unidades poseen un costo directo de operación, esto es, el costo operativo de una unidad depende solamente de su propio nivel de generación y no del nivel de generación de las demás unidades.

(p. 17)

Ahora bien, posteriormente Leal (2005) expone que “La característica más evidente de un sistema con generación hidroeléctrica es poder utilizar la energía “gratis” que esta almacenada en los embalses para atender a la demanda, evitando así gasto de combustible con las unidades termoeléctricas” (p. 17). Sin embargo, se debe considerar que “la disponibilidad de energía hidroeléctrica está limitada por la capacidad de almacenamiento en los

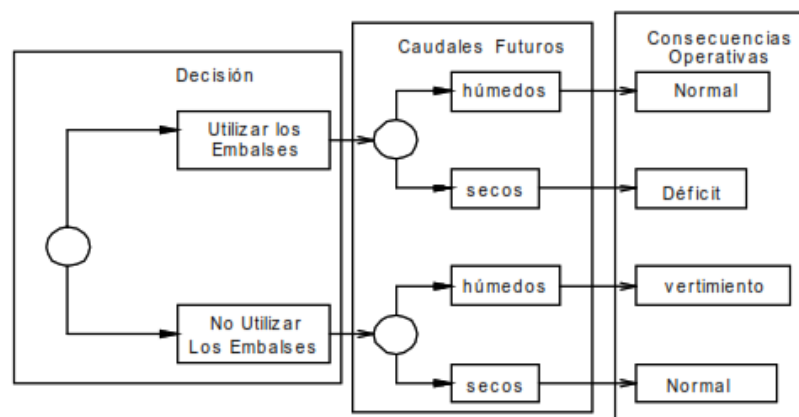
embalses. Esto introduce una dependencia entre la decisión operativa de hoy y los costos operativos en el futuro” (Leal, 2005, p. 17).

Lo descrito anteriormente por Leal (2005) se refiere a que “si usamos hoy las reservas de energía hidroeléctrica, con el objetivo de minimizar los costos térmicos, y ocurre una sequía severa en el futuro, podría ocurrir un racionamiento de costo elevado.” (p. 17), caso contrario:

Si, por otro lado, preservamos las reservas de energía hidroeléctrica a través de un uso más intenso de generación térmica, y las afluencias futuras son altas, puede ocurrir un vertimiento en los embalses del sistema, lo que representa un desperdicio de energía y, consecuentemente, un aumento en el costo operativo (p. 18).

Estas situaciones pueden ilustrarse en la siguiente figura:

Figura 6. **Proceso de decisión para sistemas hidrotérmicos**



Fuente: Leal (2005, p. 18). *Despacho económico de carga considerando restricciones en la red de transporte con el uso de técnicas de programación lineal.*

### **7.3. Red de Transporte, Reservas Operativas y Programa de Mantenimientos Mayores**

En este capítulo se busca abordar principalmente la importancia, funciones y características de la red de transporte en un sistema eléctrico interconectado, así como también se describirán los tipos de servicios complementarios y su importancia en los sistemas eléctricos de potencia.

#### **7.3.1. Red de transporte**

De acuerdo con Felipe (2016) La red de transporte del SNI se encuentra constituida principalmente por subestaciones eléctricas de transformación y maniobra, como también por las líneas de transmisión que vinculan los puntos de entrega de las centrales generadoras y los puntos de recepción de los distribuidores o Grandes Usuarios.

Como se describió en las secciones 7.1.2.1.1 y 7.1.2.1.2, las instalaciones con las que cuenta el SNI para transportar la energía eléctrica operan con niveles de voltajes de 69 kV, 138 kV y 230 kV, adicionalmente, se tiene también la interconexión con México, la cual opera con un nivel de voltaje de 400 kV.

En la actualidad, el sistema de transporte se clasifica o divide en los siguientes subsistemas de acuerdo con su principal función:



Tabla VII. **Sistema de transporte y su clasificación**

Tipo de sistema	Función
Sistema principal	Es el sistema de transmisión compartido por los generadores.
Sistema secundario de transmisión	Son las instalaciones que no forman parte del Sistema principal, que conectan a un participante productor con el Sistema principal de transporte.
Sistema secundario de subtransmisión	Son instalaciones de uso específico de los participantes consumidores, que los conecta al sistema principal.
Sistema de Transmisión Regional	Está conformado por la red de transmisión por medio de la cual se efectúan los intercambios de energía en el SER.

Fuente: elaboración propia, realizado con Word con información de Felipe (2016, p. 15).

*Optimización del despacho de generación para corto plazo con simulación de escenarios en época seca y lluviosa, considerando la incorporación de centrales eólicas al SNI de Guatemala.*

Leal (2005) en su estudio manifiesta que “La potencia que fluye en las redes, puede circular confiablemente si hay suficiente capacidad de transferencia disponible sobre todos los elementos que forman la red de transmisión” (p. 28).

Asimismo, Leal (2005) menciona que se pueden distinguir tres tipos de restricciones en un sistema de transmisión y que estas pueden limitar la capacidad de transferencia de potencia en los mismos. Estas restricciones corresponden a restricciones de operación en el sistema, restricciones térmicas y restricciones por voltaje.

Sontay (2011) indica que “Existen dos formas para representar las restricciones de la red de transmisión [...]” (p. 23). Siendo estos el modelo de interconexiones y el modelo de flujo de potencia linealizado.

### **7.3.1.1. Modelo de interconexión**

Según lo indica Sontay (2011) este modelo “[...] representa los límites para cambios de energía entre sistemas vecinos. En este caso es necesario definir una ecuación de suministro de la demanda para cada sistema y modelar los límites para la transferencia de energía entre ellos.” (p. 23). También menciona que “La función objetivo se modela a un costo variable que depende del escalón de demanda y de la variable de interconexión” (Sontay, 2011, p. 23)

### **7.3.1.2. Modelo de flujo de potencia linealizado**

Sontay (2011) indica que este modelo “[...] se compone de dos conjuntos de ecuaciones correspondientes a la primera y segunda leyes de Kirchhoff y las restricciones de límite de flujo en los circuitos” (p. 23).

Es de suma importancia conocer que se representa en una red de transmisión para las simulaciones de un estudio utilizando el modelo de flujo de potencia linealizado, de acuerdo con Sontay (2011) los datos fundamentales para modelar una barra sería primero identificar qué tipo de barra se está modelando (de generación, carga o “slack”), nombre o nemotécnico de esta, tipo de central asociada a la misma (hidroeléctrica, renovable, térmica o ninguna), número o correlativo de la central asociada y el factor de participación de la demanda asociada a la barra respecto a la demanda total del sistema, entre otros.

De igual manera, es indispensable conocer los elementos básicos de los circuitos que conforman el sistema, por ejemplo: barras de origen y destino, impedancia del circuito (componente de resistencia y reactancia) y el límite del flujo de potencia del mismo.

### **7.3.2. Costos marginales de generación**

Los costos marginales de generación de acuerdo con Sontay (2011):

Son valores que miden la variación del costo operativo total del sistema con respecto a un aumento marginal en los recursos del sistema, tales recursos son:

- La demanda
- La capacidad de generación de las centrales térmicas o hidroeléctricas
- El caudal afluente a las centrales hidroeléctricas
- La capacidad de líneas de interconexión entre los sistemas.

(p. 33)

Asimismo, cabe mencionar que en la NCC-7 se indica que “Los costos marginales deber ser los resultantes de un despacho económico de cargas que minimice el costo total de generación del sistema eléctrico” (Administrador del Mercado Mayorista, 2000, p. 2).

### **7.3.3. Factores de pérdidas nodales de energía**

Considerando lo establecido en la NCC-7, “La energía eléctrica se valoriza en cada punto de la red a través del de la energía en el nodo.” (Administrador del Mercado Mayorista, 2000, p. 1), indicando además que “El valor de la energía transferido a un nodo será el precio de la energía en el Mercado (PM) afectado por el Factor de Pérdidas Nodales de Energía” (Administrador del Mercado Mayorista, 2000, pp. 1-2).

El FPNE de un nodo “i” (FPNE<sub>i</sub>) con respecto al Nodo de Referencia “se define como la relación entre los costos marginales de ambos nodos cuando en el nodo ‘i’ el costo marginal incorpora las pérdidas marginales del transporte al nodo de referencia y los mismos se encuentran vinculados sin restricciones de transporte” (Administrador del Mercado Mayorista, 2000, p. 2).

De acuerdo con la NCC-7, la definición matemática que expresa el FPNE de un nodo i a la hora “k” se define como:

$$FPNE_{ik} = 1 + \left( \frac{\Delta Perd}{\Delta Pd_{ik}} \right) \quad (1)$$

En donde:

$$\frac{\Delta Perd}{\Delta Pd_{ik}} = \text{La variación de las pérdidas totales de transporte con respecto a la potencia demandada en el nodo i.}$$

(Administrador del Mercado Mayorista, 2000, p. 2)

La NCC-7 establece que “Para su cálculo se modela la red de transporte mediante un flujo de cargas, y se simula en cada nodo una variación unitaria de demanda ( $\Delta Pd_i$ ), obteniendo así la variación correspondiente de las pérdidas del sistema ( $\Delta Perd$ ).” indicando además que “Para ello se tomará como barra flotante el Nodo de Referencia (Mercado) o el nodo centro de gravedad de un área desvinculada eléctricamente del Mercado, que se definirá como “nodo Mercado Local”” (Administrador del Mercado Mayorista, 2000, p. 2).

También menciona que “En el caso de un área aislada cada factor de pérdidas del nodo será calculado con referencia al nodo Mercado Local FNLI” (Administrador del Mercado Mayorista, 2000, p. 2).

Descrito lo anterior, el precio de la energía en un nodo “i” estará expresada por:

$$PN_{ik} = PM_k * FPNE_{ik} \quad (2)$$

En donde:

$PN_{ik}$  = El precio de la energía en el nodo “i” a la hora “k”

$PM$  = El precio de la energía en el mercado o el precio Local de existir restricción.

(Administrador del Mercado Mayorista, 2000, p. 2)

Es oportuno mencionar que en el SNI guatemalteco, el nodo de referencia utilizado corresponde al nodo Guatemala Sur 230 kV.

#### **7.3.4. Regulación de frecuencia en el SNI**

El SNI al igual que todos los SEP interconectados debe operar bajo ciertos estándares y parámetros de funcionamiento con límites establecidos. De acuerdo con Felipe (2016) “Uno de los parámetros más importantes es la frecuencia, la cual no permanece constante como consecuencia de la variación continua de la demanda” (p. 22), señalando que este desbalance entre la generación y la demanda en la Operación en Tiempo Real (OTR) ocasione que la energía cinética de rotación se tome o se añada de las unidades o centrales

generadoras que se encuentren en línea, provocando así una variación en la frecuencia del sistema. Felipe (2016) afirma que:

Debido al comportamiento dinámico de la demanda no es posible mantener el equilibrio entre demanda y generación entre un instante y otro mediante órdenes de despacho que permitan modificar la producción de las centrales generadoras, por lo que es necesario tener disponible generación en línea para poder cubrir las variaciones instantáneas de demanda, esta generación permite la regulación primaria y regulación secundaria de frecuencia. Adicionalmente, el sistema está expuesto a fallas de gran magnitud en el sistema de transporte o en centrales de generación que reducen la disponibilidad de generación, reducción que puede llevar al agotamiento de las reservas, teniendo como resultado la necesidad de ingresar con rapidez generación adicional a la reserva en línea, esta reserva constituye la reserva ante contingencias (pp. 22-23).

Es por esta razón que actualmente en el SNI se tienen tres tipos de reservas operativas (Reserva Rodante Regulante “RRR”, Reserva Rodante Operativa “RRO” y Reserva rápida “RRa”), a estas reservas operativas se les conoce como servicios complementarios, siendo de mucha importancia para la planificación y operación del sistema. Debiéndose considerar siempre dentro de la optimización el parque generador hidrotérmico, tanto para estudios de corto, mediano y largo plazo.

#### **7.3.4.1. Reserva Rodante Regulante**

Según lo establecido en la NCC-8, numeral 8.2.1.1, este tipo de reserva se define como:

[...] la fracción de la capacidad de una unidad generadora que está sincronizada al sistema de potencia pero que no está asignada a la producción de energía y que tiene como finalidad que la unidad generadora participe efectivamente en la Regulación Primaria de la Frecuencia. La magnitud de esta reserva será del 3 % de la generación en cada hora (Administrador del Mercado Mayorista, 2000, p. 2).

#### **7.3.4.2. Reserva Rodante Operativa**

Al igual que para la RRR, en la NCC-8, numeral 8.2.2.1 se encuentra la definición para este tipo de reserva, indicado que esta corresponde a:

[...] la fracción de la capacidad de una unidad generadora que está sincronizada al sistema de potencia pero que no está asignada a la producción de energía. Tiene como finalidad que la unidad generadora participe en la regulación secundaria y que esté disponible para otros requerimientos operativos (Administrador del Mercado Mayorista, 2000, p. 2).

Adicionalmente, en ese mismo numeral se indica que “La reserva rodante operativa es distinta y adicional a la reserva rodante regulante y será asignada por el Administrador del Mercado Mayorista de acuerdo criterios técnicos y económicos contenidos en el Anexo 8.1” (Administrador del Mercado Mayorista, 2000, p. 2).

Para este servicio complementario, Sontay (2011) describe que “Su función principal es absorber las variaciones de la demanda real del sistema con respecto a la demanda pronosticada en régimen normal.” (pp. 36-37), es decir que “Cuando existe un desbalance entre la generación y la carga, la Reserva Rodante Operativa permite llevar nuevamente a las maquinas que realizan la regulación secundaria de frecuencia a los valores asignados por el despacho, anulando los desvíos medios de frecuencia” (Sontay, 2011, p. 37).

También indica que, para calcular el margen de RRO que prestará una unidad generadora, se debe considerar “[...] el costo variable de generación y el precio de la oferta de la prestación del servicio, con esto se asigna la potencia a generar y el margen de reserva que resulte en el menor costo del sistema” (Sontay, 2011, p. 37).

#### **7.3.4.3. Reserva rápida**

De acuerdo con Sontay (2011) esta reserva “Su función principal es contar con potencia para cubrir las desviaciones respecto a la operación programada, que son provocadas por contingencias y otro tipo de imprevistos importantes.” (p.38), indicando además que “Este servicio complementario es cubierto con unidades térmicas de arranque rápido o centrales hidroeléctricas que puedan entrar en servicio y alcanzar la potencia máxima en un tiempo no mayor de treinta minutos” (Sontay, 2011, p. 38).

Mismo caso que para la RRO, las unidades que deseen participar en este tipo de servicio complementario deberán cumplir con los requisitos necesarios antes de su habilitación para la prestación del servicio de RRa.



### **7.3.5. Programa de mantenimientos mayores**

Anualmente a más tardar el 15 de enero de cada año todos los Agentes generadores y transportistas del MM declaran al AMM el programa de mantenimientos mayores a realizar para el siguiente Año Estacional (AE), el cual abarca el periodo del 01 de mayo de ese mismo año al 30 de abril del año siguiente, para estos mantenimientos que informa cada Agente, únicamente deberán ser declarados e informados aquellos mantenimientos con duración mayor a tres días, cualquier otro mantenimiento de menor o igual duración se considera como mantenimiento menor y estos podrán ser solicitados a lo largo del año estacional respectivo dentro de los plazos correspondientes a la programación de despacho semanal. El programa de mantenimientos mayores que incluye a todas las centrales es publicado por el AMM en la PLP versión definitiva para cada año estacional. Estos mantenimientos son utilizados en la optimización del despacho anual indicativo de carga correspondiente.

### **7.4. Despacho Óptimo de Generación, Modelo de Programación Dinámica Dual Estocástica – SDDP e Indicadores Económicos de la Energía**

A continuación, en este capítulo se abordarán diferentes temas relacionados con el despacho económico de electricidad a manera de comprender como se realiza este en un sistema eléctrico interconectado. Así mismo, se describirán algunas características del software o herramienta computacional que se utilizará para la simulación del despacho hidrotérmico de electricidad planteado en el presente estudio.

### **7.4.1. Despacho Óptimo de Generación**

El objetivo de optimizar un despacho de generación consiste en utilizar los recursos que proveen la energía eléctrica a manera que se minimicen los costos del funcionamiento y operación del sistema, lo anterior según Felipe (2016) “mediante la determinación de la potencia de salida de las centrales o unidades generadoras para cubrir la demanda de los consumidores para un horizonte de tiempo analizado.” (p. 76) indicando además que:

Para la solución del problema existen diferentes modelos y consideraciones para el análisis, formulados en función de la escala de tiempo y nivel de detalle requerido. Dentro de los modelos convencionales se incluye el Despacho Económico Clásico analizando y despreciando las pérdidas en la red de transporte, Despacho con Restricciones en la Red de Trasmisión, el Flujo Óptimo de Potencia y el *Unit Commitment*, así como la dependencia temporal del despacho en sistemas hidrotérmicos (p. 76).

#### **7.4.1.1. Despacho económico con pérdidas**

Según Felipe (2016) “Para determinar la distribución de carga entre centrales o unidades generadoras considerando las pérdidas en el sistema de transmisión [...]” (p. 80) debe considerarse que, “el costo incremental de una planta o nodo de conexión de una planta no es el único factor que determina la asignación de su producción” (Felipe, 2016, pp. 80-81), explicando además que:

Puede darse el caso en el que un nodo con costo incremental menor se encuentre alejado eléctricamente de los centros de consumo y tenga asociado pérdidas que ameriten reducir su producción y asignarla a una

central conectada a un nodo con costo incremental mayor pero más cercano eléctricamente al centro de consumo con el fin de regular las pérdidas por transmisión (p. 81).

#### **7.4.1.1.1. Simplificación del despacho económico con pérdidas**

En un despacho de generación donde se consideran las pérdidas en la red de transporte, existe la posibilidad de representar las mismas de manera que estas puedan “[...] simplificarse al considerar una integración de costos variables e incorporarle un factor de penalización según la ubicación de la central en la red” (Felipe, 2016, p. 82), no obstante, Felipe (2016) indica que en este caso “Para la solución del problema del despacho con pérdidas con el método simplificado, es necesario utilizar los conceptos de Costos Marginales y Factor de Pérdidas Nodales (FPN)” (p. 83).

#### **7.4.2. Programación Dinámica Dual Estocástica - SDDP**

El SDDP es una herramienta computacional o modelo de despacho hidrotérmico que al igual que en Guatemala, es utilizado en varios mercados eléctricos de otros países para la planificación y operación de los mismos, en este modelo se ejecutan simulaciones de despachos hidrotérmicos con representación de la red de transmisión.

Por lo general, esta herramienta computacional es utilizada en los estudios operativos para el corto, mediano y largo plazo. Este modelo determina la política operativa que satisfaga los requerimientos del sistema al mínimo costo a través de un despacho hidrotérmico, considerando según PSR en este los siguientes aspectos:

Tabla VIII. Aspectos a considerar por el SDDP

No.	Descripción
1	Detalles operativos de las plantas hidroeléctricas (representación individualizada, balance hídrico, límites de turbinado y almacenamiento, volúmenes de seguridad, vertimiento, filtración, etc.).
2	Detalles de las plantas térmicas ('commitment', restricciones de generación debidas a contratos 'take or pay', curvas de eficiencia cóncavas y convexas, restricciones de consumo de gas, térmicas bicombustible, etc.).
3	Representación de los mercados 'spot' y de los contratos de suministro.
4	Incertidumbre hidrológica: es posible utilizar modelos estocásticos de caudales que representan las características hidrológicas del sistema (estacionalidad, dependencia temporal y espacial, sequías severas, etc.).
5	Detalles del sistema de transmisión: leyes de Kirchhoff, límites de flujo de potencia en cada circuito, pérdidas, restricciones de seguridad, límites de exportación e importación por área eléctrica, etc.
6	Variación de la demanda por escalones y por barra del sistema, con etapas mensuales o semanales (estudios de mediano o largo plazo) o a nivel horario (estudios de corto plazo).
7	Restricciones de suministro ('commodity' y transporte) del gas natural.

Fuente: elaboración propia, realizado con Word con información de PSR (s.f.). *SDDP – Despacho hidrotérmico estocástico con restricciones de red.*

Cabe mencionar que Power System Research (PSR) menciona que, el SDDP aparte de determinar la política operativa de mínimo costo, el modelo también calcula diferentes indicadores económicos tales como “el costo marginal de operación (por submercado y por barra), las tarifas de ‘peaje’ y los costos de congestiónamiento de la red, los valores del agua por planta, el costo marginal de restricciones de suministro de combustible y otros.” (PSR, s.f., párr. 2)

### 7.4.2.1. Función objetivo

PSR (2013) menciona que “[...] el cálculo de la decisión operativa para cada etapa de los estudios de mediano y largo plazo. El problema de despacho hidrotérmico para la etapa  $t$  se plantea como” (p. 22):

$$F = \text{Min} [FCI + FCF] \quad (3)$$

Sujeto a las restricciones operativas básicas de la etapa.

En donde:

$FCI$  = Función costo inmediato

$FCF$  = Función costo futuro

Afirmando PSR (2013) que “el objetivo del despacho hidrotérmico es minimizar la suma de los costos operativos inmediato y futuro.” (p. 22) e indicando además que, “El costo inmediato  $FCI$  está dado por los costos térmicos  $c(j) \times g_{tk}(j)$  en la etapa  $t$ , más las penalizaciones por las violaciones de restricciones operativas” (PSR, 2013, p. 22):

$$FCI = \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J c(j) \times g_{tk}(j) + c_{\delta} \times \delta_{gt} \quad (4)$$

En donde:

$k$  = índice de los escalones de demanda en la etapa.

$K$  = número de escalones.

$j$  = índice de las centrales térmicas.

$J$  = conjunto de centrales térmicas.

$c(j)$  = costo variable de operación de la central  $j$  en US\$/MWh.

$g_{tk}(j)$  = energía producida en la planta  $j$  en el tiempo  $t$  y escalón  $k$  en MWh.

$c_{\delta}$  = representa (de manera genérica) el costo por la violación de una restricción operativa en US\$/unidad violación.

$\delta_{gt}$  = monto de la violación en la etapa  $t$ .

(PSR, 2013, p. 22)

Por otro lado, se tiene el costo futuro  $FCF$  el cual PSR (2013) indica que se representa a través de la siguiente función:

$$FCF = \alpha_{t+1}(v_{t+1}, a_t) \quad (5)$$

En donde:

$\alpha_{t+1}$  = función costo futuro para la etapa  $t + 1$ .

$v_{t+1}$  = volumen almacenado al final de la etapa  $t$  en  $hm^3$ .

$a_t$  = caudales afluentes a los embalses durante la etapa  $t$  en  $hm^3$ .

(PSR, 2013, p. 22)

Como se puede observar, “[...] la  $FCF$  depende de los caudales debido a una dependencia temporal, esto es, un caudal húmedo en la etapa  $t$  indica que en promedio los caudales de la etapa  $t + 1$  también serán húmedos.” (PSR, 2013, p. 23)

#### 7.4.2.2. Restricciones operativas básicas

De acuerdo con PSR (2013), todo problema de despacho hidrotérmico contiene ciertas “restricciones operativas básicas” siendo estas:

- ecuaciones de balance hídrico

- ecuaciones de suministro de la demanda
- límites operativos (límites de almacenamiento en los embalses, restricciones de turbinamiento mínimo y máximo y límites en la generación térmica)

(p. 23)

En el Manual de Metodología del SDDP referenciado en el presente trabajo, se encuentran descritas y formuladas a detalle las ecuaciones anteriormente mencionadas y todo lo referente a la metodología empleada por este modelo que es el que se utilizará para realizar el siguiente estudio propuesto.

#### **7.4.3. Indicadores económicos de la energía**

Lutín (2021) manifiesta que existen varios indicadores económicos relacionados con un despacho hidrotérmico de energía, estos pueden estar asociados a la producción de energía eléctrica de las centrales generadoras para el cubrimiento de la demanda, como la valorización de esta misma, los cuales según Lutín (2021) pueden ser “[...] de gran utilidad para analizar el comportamiento de un parque generador de electricidad, independientemente de los escenarios en los que este esté operando.” (p. 21) indicando además que:

Principalmente se puede hablar del precio spot para valorizar transacciones de electricidad, el costo operativo que corresponde al costo de operar todo el parque generador de electricidad y los costos variables de generación que representan los costos en los que incurre una central generadora para producir electricidad (p. 21).

#### **7.4.3.1. Precio spot o Precio de Oportunidad de la Energía**

Según lo establecido en la NCC-4, numeral 4.1.1, el precio spot o Precio de Oportunidad de la Energía (POE) se define como:

[...] el valor del Costo Marginal de Corto Plazo de la Energía en cada hora, definido como el costo en que incurre el Sistema Eléctrico para suministrar un kilovatio-hora (kWh) adicional de energía a un determinado nivel de demanda de potencia y considerando el parque de generación y transmisión efectivamente disponible. El Costo Marginal de Corto Plazo corresponde al máximo costo variable de las unidades generadoras, en el Nodo de Referencia, que fueron convocadas por el Despacho Económico y resultaron operando en función de su costo variable de acuerdo con el resultado del despacho diario, respetando los requerimientos de Servicios Complementarios (Administrador del Mercado Mayorista, 2000, p. 2).

#### **7.4.3.2. Costos variables de generación**

El Costo Variable de Generación (CVG) de una central generadora depende en gran medida del tipo de combustible que se utilice para producir energía eléctrica, la eficiencia del generador y los costos en que esta incurra para su operación y mantenimiento. De acuerdo con Felipe (2016) este costo variable de generación “se puede calcular de acuerdo a una fórmula o metodología que incluya todos los costos en los que se incurre por cada central de generación para poder producir la energía, considerando las características operativas y tipo de combustible” (p. 69). Esta metodología es presentada y declarada anualmente en la PLP por los Agentes del MM y la misma no puede



ser modificada a lo largo del año estacional correspondiente. Es importante mencionar que para el caso de las centrales hidroeléctricas, solares, eólicas y geotérmicas su costo variable de generación corresponde únicamente a los costos variables de operación y mantenimiento (O&M) ya que estas no tienen asociado ningún combustible para la producción de energía eléctrica. Por otra parte, la metodología de costos variables de generación de una central térmica que utiliza combustibles fósiles para producir energía eléctrica está integrada por lo general de la siguiente manera:

$$CVG = (C_c + C_{tc}) * ce + O\&M + A\&P \quad (6)$$

En donde:

$CVG$  = Costo Variable de Generación en US\$/MWh.

$C_c$  = Costo de combustible en US\$/unidad de combustible.

$C_{tc}$  = Costo de transporte de combustible en US\$/unidad de combustible.

$ce$  = Consumo específico en unidad de combustible/MWh.

$O\&M$  = Costo variable de operación y mantenimiento en US\$/MWh.

$A\&P$  = Costo de arranque y parada en US\$/MWh.

Lutín (2021) describe “[...] la importancia de la presentación de la conceptualización de los costos variables de generación de las centrales, ya que dichos costos son indicadores directos del tipo de tecnología que se esté utilizando en precisos momentos para abastecer de electricidad la demanda de Guatemala, indicadores que se interpretan a través del precio spot, lo cual también podría ser un indicador de la cantidad de transacciones de corto plazo que esté realizando el país con México y Centroamérica.” (p. 23).

### **7.4.3.3. Costo operativo del sistema**

Según Lutín (2021) “Para lograr entender e interpretar el significado de costo operativo, se parte del concepto de la función objetivo [...]” (p. 23) descrita anteriormente, considerando esto, se puede decir que:

La función objetivo de la optimización del despacho de generación, desde el punto de vista del operador del sistema, es la función de costo total de la operación, comúnmente llamado costo operativo. Las variables de decisión principales son los costos y tiempos de operación de cada central que se utiliza para abastecer la demanda y reservas diarias operativas. Además, puede considerarse dentro del costo total de la operación los costos por energía no suministrada al déficit de generación para su cobertura (Felipe, 2016, p. 65).

## 8. ÍNDICE PROPUESTO DE CONTENIDOS

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

LISTA DE SÍMBOLOS

GLOSARIO

RESUMEN

PLANTENIMIENTO DEL PROBLEMA

OBJETIVOS

RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO

INTRODUCCIÓN

### 1. MARCO REFERENCIAL

- 1.1. Estudios previos
- 1.2. Antecedentes

### 2. MARCO TEÓRICO

- 2.1. Mercado Mayorista de electricidad y el Sistema Nacional Interconectado de Guatemala
  - 2.1.1. Mercado Mayorista de electricidad de Guatemala
    - 2.1.1.1. Funcionamiento y estructura del Mercado Mayorista de electricidad
      - 2.1.1.1.1. Agentes y Participantes del Mercado Mayorista
    - 2.1.1.2. Marco regulatorio nacional
      - 2.1.1.2.1. Normas de Coordinación Comercial

- 2.1.1.2.2. Normas de Coordinación Operativa
    - 2.1.2. Sistema Nacional Interconectado
      - 2.1.2.1. Principales elementos que constituyen el Sistema Nacional Interconectado
        - 2.1.2.1.1. Subestaciones eléctricas en los Sistemas Eléctricos de Potencia
        - 2.1.2.1.2. Líneas de transmisión
        - 2.1.2.1.3. Centrales generadoras de energía eléctrica
- 2.2. Optimización de Sistemas Hidrotérmicos
  - 2.2.1. Optimización estocástica
  - 2.2.2. Optimización determinista
  - 2.2.3. Hidrología en los sistemas hidrotérmicos
  - 2.2.4. Centrales hidroeléctricas y su clasificación
    - 2.2.4.1. Centrales hidroeléctricas de regulación anual
    - 2.2.4.2. Centrales hidroeléctricas de regulación mensual
    - 2.2.4.3. Centrales hidroeléctricas de regulación diaria
    - 2.2.4.4. Centrales hidroeléctricas filo de agua
  - 2.2.5. Centrales térmicas
    - 2.2.5.1. Centrales de generación a base de vapor
    - 2.2.5.2. Centrales de generación de combustión interna
    - 2.2.5.3. Centrales geotérmicas
  - 2.2.6. Centrales eólicas

- 2.2.7. Centrales solares fotovoltaicas
- 2.2.8. Representación de la Demanda
- 2.2.9. Despacho de sistemas hidrotérmicos
- 2.3. Red de Transporte, Reservas Operativas y Programa de Mantenimientos Mayores
  - 2.3.1. Red de transporte
    - 2.3.1.1. Modelo de interconexión
    - 2.3.1.2. Modelo de flujo de potencia linealizado
  - 2.3.2. Costos marginales de generación
  - 2.3.3. Factores de pérdidas nodales de energía
  - 2.3.4. Regulación de frecuencia en el SIN
    - 2.3.4.1. Reserva Rodante Regulante
    - 2.3.4.2. Reserva rodante operativa
    - 2.3.4.3. Reserva rápida
  - 2.3.5. Programa de Mantenimientos Mayores
- 2.4. Despacho Óptimo de Generación, Modelo de Programación Dinámica Dual Estocástica – SDDP e Indicadores Económicos de la Energía
  - 2.4.1. Despacho óptimo de generación
    - 2.4.1.1. Despacho económico con pérdidas
      - 2.4.1.1.1. Simplificación del despacho económico con pérdidas
  - 2.4.2. Programación Dinámica Dual Estocástica - SDDP
    - 2.4.2.1. Función Objetivo
    - 2.4.2.2. Restricciones operativas básicas
  - 2.4.3. Indicadores económicos de la energía
    - 2.4.3.1. Precio spot o Precio de Oportunidad de la Energía

2.4.3.2. Costos variables de generación

2.4.3.3. Costo operativo del sistema

### 3. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

- 3.1. Determinación del escenario a estudiar
- 3.2. Obtención de insumos para la simulación
- 3.3. Simulación del despacho hidrotérmico a optimizar
- 3.4. Obtención de resultados
- 3.5. Comparaciones entre resultados obtenidos y datos indicativos programados en la PLP 2022-2023 para los meses de mayo, junio y julio 2022.

### 4. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

### 5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

REFERENCIAS

APÉNDICES

ANEXOS

## **9. METODOLOGÍA**

### **9.1. Características del estudio**

A continuación, se presentan, describen y detallan las características y elementos metodológicos del diseño de investigación de una propuesta de planificación y optimización del despacho hidrotérmico del SNI mediante un estudio indicativo de mediano plazo con horizonte de tiempo trimestral. Estas características servirán para esclarecer y determinar el tipo de investigación que se está realizando.

#### **9.1.1. Diseño**

No experimental, considerando que en la propuesta de planificación y optimización del despacho hidrotérmico del SNI que se realizará, no se pretende manipular deliberadamente ninguna variable en específico, esto debido que las variables en estudio se proyectaran a partir de registros históricos, años análogos y modelos o análisis estadísticos, tomando en cuenta además las características propias del parque generador hidrotérmico de electricidad de Guatemala.

#### **9.1.2. Enfoque**

Cuantitativo, ya que dicho estudio estará basado en el análisis de la planificación y optimización del parque generador hidrotérmico de electricidad de Guatemala. Además, es oportuno considerar que, para realizar este estudio

es necesario utilizar diferentes procedimientos basados en el modelo de despacho económico y modelos o análisis estadísticos, teniendo en cuenta que lo que se busca con el mismo es minimizar las desviaciones entre las planificaciones de largo y corto plaza respectivamente, así como prever el requerimiento energético para cada central o unidad generadora en un horizonte de tiempo trimestral que satisfaga la demanda total prevista al mínimo costo, el cual se propone sea actualizado periódicamente cada mes para los siguientes tres meses. Esto de acuerdo con las premisas que se utilicen en la optimización del despacho, para lo que será necesario proyectar la demanda nacional de electricidad, demanda de exportación hacia los mercados eléctricos de Centroamérica y México, ofertas de importación de electricidad con países vecinos, caudales de centrales generadoras hidroeléctricas, proyección de los perfiles de generación de centrales eólicas y solares. Asimismo, se cuantificarán las indisponibilidades de centrales generadoras ya sea por falla, cancelación o reprogramación de mantenimientos mayores, también se realizarán los cambios pertinentes en las ofertas consideradas para la prestación de servicios complementarios de ser necesario.

### **9.1.3. Alcance**

Exploratorio, dado que el estudio se centrará en minimizar las desviaciones entre las planificaciones de largo y corto plaza respectivamente, así como prever el requerimiento energético de las centrales generadoras que conforman el SNI con base en premisas basadas en proyecciones y consideraciones tomadas bajo incertidumbre por el investigador. Además, es necesario tener en cuenta que, en la normativa vigente del mercado eléctrico guatemalteco, no existe una planificación de mediano plazo con actualización periódica.



#### **9.1.4. Unidad de análisis**

El parque generador de electricidad de Guatemala, el cual se estudiará a través de sus principales variables que son:

- Proyección de la demanda nacional de electricidad a abastecerse.
- Proyección de exportaciones e importaciones de electricidad con el mercado eléctrico centroamericano y mexicano.
- Estimación de caudales para las centrales generadoras hidroeléctricas y perfiles de generación para las centrales generadoras eólicas y solares.
- Estimación del costo de oportunidad de la oferta hidro en etapas semanales para centrales de regulación anual.
- Disponibilidad de generación del parque generador hidrotérmico considerando indisponibilidades por falla y cancelación o reprogramación de mantenimientos mayores programados.
- Estimación de los Costos Variables de Generación de centrales térmicas en base a registros históricos.
- Estimación del requerimiento energético de centrales generadoras por tipo de recurso y tipo de tecnología.

#### **9.2. Variables**

Las variables en estudio se describen a continuación:

Tabla IX. **Definición teórica y operativa de variables**

<b>Variable</b>	<b>Definición teórica</b>	<b>Definición operativa</b>
Demanda nacional de electricidad	Energía nacional requerida por el sistema.	[MWh/semana] o [GWh/semana]
Exportaciones de electricidad	Energía exportada de Guatemala hacia países vecinos.	[MWh/semana] o [GWh/semana]
Importaciones de electricidad	Energía importada a Guatemala de países vecinos.	[MWh/semana] o [GWh/semana]
Caudales de centrales generadoras hidroeléctrica	Previsión de aportes de agua para las centrales hidroeléctricas.	[m <sup>3</sup> /s]
Perfil de generación para centrales eólicas y solares	Previsión del aporte energético para de las centrales eólicas y solares.	[MW]
Disponibilidad de generación del parque generador hidrotérmico	Generación disponible considerando indisponibilidades por falla y cancelación o reprogramación de mantenimientos mayores programados.	[MW]
Costos Variables de Generación	Costo en que incurre una central térmica por unidad de energía generada.	[US\$/MWh]
Costo de la oferta hidro para centrales de regulación anual	Costo de oportunidad de la oferta hidro en etapas semanales que se obtendrá por medio del uso de la función objetivo proporcionada por la herramienta SDDP.	[US\$/MWh]
Despacho de energía previsto para cada central generadora	Requerimiento energético de centrales generadoras que se obtendrá por medio del despacho económico ejecutado con la herramienta SDDP.	[MWh] o [GWh]

Fuente: elaboración propia.

Para cada variable de estudio, se muestran sus criterios de clasificación y nivel de medición a continuación:

Tabla X. **Clasificación de las variables**

<b>Variable</b>	<b>Propiedad</b>	<b>Uso</b>	<b>Nivel de medición</b>
Demanda nacional de electricidad	Numérica continua	Dependiente	Razón
Exportaciones de electricidad	Numérica continua	Dependiente	Razón
Importaciones de electricidad	Numérica continua	Dependiente	Razón
Caudales de centrales generadoras hidroeléctrica	Numérica continua	Dependiente	Razón
Perfil de generación para centrales eólicas y solares	Numérica continua	Dependiente	Razón
Disponibilidad de generación del parque generador hidrotérmico	Numérica continua	Dependiente	Razón
Costos Variables de Generación	Numérica continua	Dependiente	Razón
Costo de la oferta hidro para centrales de regulación anual	Numérica continua	Dependiente	Razón
Despacho de energía previsto para cada central generadora	Numérica continua	Dependiente	Razón

Fuente: elaboración propia.

### **9.3. Fases del estudio**

A continuación, se presentan las fases en las que se realizará el estudio de propuesta de planificación y optimización del despacho hidrotérmico del SNI mediante un estudio indicativo de mediano plazo con horizonte de tiempo trimestral en Guatemala.

#### **9.3.1. Fase 1**

Inicialmente se realizará la búsqueda de fuentes bibliográficas relacionadas con la temática a tratar, como artículos científicos, artículos técnicos, normas, libros e informes a nivel nacional e internacional. Asimismo, se hará la revisión y recolección de la información necesaria. Todo lo descrito anteriormente será el fundamento para la realizar el estudio propuesto.

#### **9.3.2. Fase 2**

Se proyectará la demanda de potencia y energía del SNI para el mediano plazo utilizando información histórica de las mismas, también se hará uso de las proyecciones de energía y potencia consideradas por el ente OS y OM para la PLP 2022-2023, las cuales se realizan mediante un modelo econométrico de regresión lineal múltiple. En este análisis para la formulación que realiza dicho ente se utilizan las siguientes variables:

- Variables dependientes: Demanda máxima del año estacional y Demanda de energía anual.
- Variables independientes: Producto Interno Bruto (PIB) en precio constante de 2001 y el tiempo en años.

Posteriormente y en esta misma fase, se proyectarán las exportaciones e importaciones de electricidad con el mercado eléctrico centroamericano y mexicano. Estas proyecciones se realizarán a partir de la información histórica disponible tomando en cuenta el comportamiento de las mismas en los últimos 4 años y la tendencia actual de estas.

Para el análisis gráfico y numérico de los datos históricos y los datos proyectados por el ente operador del sistema y mercado, se hará uso del programa Microsoft Excel.

Adicionalmente, para la correcta representación de la demanda en la optimización del despacho hidrotérmico, esta será modelada mediante bloques de energía en etapas semanales de acuerdo con la herramienta a utilizar, la cual permite representar estos datos en etapas semanales o mensuales. Se escoge la etapa semanal considerando la posibilidad que, en un bloque de menor duración se puedan obtener resultados más certeros.

### **9.3.3. Fase 3**

Se realizarán los pronósticos de caudales y perfiles de generación para las centrales eólicas y solares. En el caso de los pronósticos de caudales, estos se estimarán mediante el uso de datos históricos, análisis de las cuencas y análisis estadísticos. Lo anterior tomando en cuenta lo publicado por el ente operador del sistema y mercado en la PLP versión definitiva para el año estacional 2021-2022, ya que se indica que algunas de estas cuencas presentaron un mejor ajuste entre los datos registrados de lluvia y caudal histórico por lo que se procedió a utilizar el modelo lluvia-escorrentía, mientras que aquellas cuencas en donde aún existe escasa información de caudales se utilizó la metodología de años análogos y finalmente para las centrales donde la

historia de caudales no se apega a los datos reales, se realizaron proyecciones a partir de análisis estadísticos.

En cuanto a las proyecciones de los perfiles de generación para las centrales eólicas y solares. Estas proyecciones se realizarán a partir de la información histórica disponible tomando en cuenta por lo menos el comportamiento de las mismas en los últimos 4 años. Para el análisis gráfico y numérico de los datos históricos se hará uso del programa Microsoft Excel.

#### **9.3.4. Fase 4**

Se realizarán las proyecciones de los Costos Variables de Generación (CVG) para cada central generadora térmica. Estas proyecciones se realizarán con base en los costos históricos declarados para los últimos seis meses por cada central, analizando la dependencia o correlación de estos costos con respecto a los precios internacionales de los combustibles de acuerdo con el tipo de tecnología según el combustible utilizado para la producción de energía eléctrica.

#### **9.3.5. Fase 5**

Se ejecutará la optimización del despacho hidrotérmico del SNI para el estudio indicativo de mediano plazo propuesto, esta optimización se realizará a través de la simulación del escenario planteado en la herramienta computacional SDDP que será utilizada. Sin embargo, para lograr este objetivo, será necesario dividir esta fase en tres etapas, las cuales se describen a continuación.

### **9.3.5.1. Etapa 1**

Se readecuará la base de datos a utilizar en la herramienta SDDP, incluyendo las indisponibilidades de generación del parque generador hidrotérmico de mediana o larga duración ocasionadas por fallas de centrales generadoras en caso de haberlas, así como también la disponibilidad de centrales generadoras por motivo de cancelación o reprogramación de mantenimientos mayores programados. Esta base corresponderá a la que se publique por parte del operador del sistema y mercado en el mes de marzo de 2022, la cual corresponderá a la PLP del año estacional 2022-2023, posteriormente se procederá con el ingreso de la información correspondiente a las proyecciones descritas en las fases anteriores, haciendo las actualizaciones pertinentes en las ofertas consideradas en la PLP 2022-2023 para la prestación de servicios complementarios de ser necesario.

### **9.3.5.2. Etapa 2**

Se ejecutará la Política Operativa y Simulación Operativa del despacho hidrotérmico para el mediano plazo, consistiendo la primera en determinar la política operativa óptima de un sistema hidrotérmico usando el algoritmo de la Programación Dinámica Dual Estocástica (SDDP) y la segunda en simular la operación del sistema a lo largo del período planificado para el escenario hidrotérmico en estudio, cabe mencionar que esta última actividad requiere la existencia de las funciones de costo futuro, resultado obtenido al determinar la Política Operativa.

### **9.3.5.3. Etapa 3**

Se revisarán los resultados del despacho hidrotérmico obtenidos de la optimización, analizando la coherencia de los mismos con base a la experiencia del investigador. Estos resultados contendrán las previsiones del requerimiento energético para cada central generadora en el horizonte de tiempo analizado. Asimismo, se procederá a revisar el costo de oportunidad de la oferta hidro para las centrales hidroeléctricas con embalse de regulación anual y posteriormente se calcularán las cotas finales semanales de los embalses para este tipo de centrales. Para cuantificar las cotas finales semanales de los embalses anuales se utilizará un balance hídrico, el cual se define de la siguiente manera: el almacenamiento al final de la etapa  $t$ , inicio de la etapa  $t+1$ , es igual al almacenamiento inicial menos el desfogue total, el cual se totaliza con la sumatoria del turbinamiento, vertimiento y riego, más el volumen afluente, el cual es la sumatoria de los caudales laterales más el desfogue de las centrales aguas arriba. Al obtener los volúmenes finales se calculan las cotas correspondientes.

## **9.4. Resultados esperados**

Con base en las preguntas de investigación, los objetivos y las diferentes fases de estudio del trabajo de graduación que se realizará, se esperan obtener los siguientes resultados en las diferentes variables que estarán en estudio:

- Previsiones de disponibilidad y despacho de energía más certeros entre la planificación de largo plazo y la planificación de corto plazo.



- Mejor representación de la demanda nacional al utilizar bloques de demanda en etapas semanales en lugar de mensuales.
- Mejores resultados en la previsión del despacho hidrotérmico al utilizar los pronósticos de caudales en etapas semanales en lugar de mensuales.
- Identificar si existe una correlación inmediata o futura entre los precios de combustibles internacionales y los Costos Variables de Generación.
- Disponer de mejores resultados y estimaciones en relación con la previsión del despacho de las centrales generadoras térmicas que les permita tomar decisiones más certeras en cuanto a la planificación y logística para el suministro de combustible proveniente de otras regiones del planeta.



## **10. TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE INFORMACIÓN**

A continuación, en esta sección se describe el tipo de muestreo, las técnicas de análisis estadísticas y la herramienta computacional que serán utilizadas para la obtención de la información a analizar. Esto incluye las previsiones de las variables a considerar en la simulación del despacho hidrotérmico de electricidad de mediano plazo a realizar en el SNI de Guatemala, como el análisis de los resultados que se obtengan producto de la simulación, comparando los mismos con las previsiones obtenidas y publicadas a través de la PLP versión definitiva para el año estacional 2022-2023 en específico a las previsiones de despacho de energía para los meses de mayo, junio y julio de 2022.

### **10.1. Muestreo no probabilístico**

Este muestreo es una técnica que permite al investigador realizar la selección de muestras basado en un criterio subjetivo en lugar de hacer selecciones aleatorias. Adicionalmente, tomando en cuenta que el estudio propuesto a realizarse se considera de alcance exploratorio, utilizar un muestreo no probabilístico es más útil para el investigador al ser una técnica menos estricta, que permite al mismo utilizar su experiencia en el campo del estudio a realizarse.

El tipo de muestreo no probabilístico a utilizar será el muestro intencional o por juicio, ya que en esta técnica las muestras se seleccionan basándose únicamente en el conocimiento y credibilidad del investigador. Además, se

tendrá la ventaja de que la obtención de la información será más rápida, ya que el investigador conocerá la muestra. Es oportuno mencionar que para el tema en estudio las muestras a obtenerse consistirán en las siguientes variables:

- Demanda nacional de electricidad.
- Demanda de exportación de electricidad.
- Ofertas de importaciones de electricidad.
- Caudales previstos para las centrales generadoras hidroeléctricas.
- Perfiles de generación para las centrales generadoras eólicas y solares.
- Costo de oportunidad previsto de la oferta hidro en etapas semanales para centrales de regulación anual.
- Disponibilidad de generación del parque generador hidrotérmico considerando indisponibilidades por falla y cancelación o reprogramación de mantenimientos mayores programados.
- Costos variables de generación de centrales térmicas.
- Requerimiento energético previsto para las centrales generadoras por tipo de recurso y tipo de tecnología.

Las muestras serán obtenidas a partir de los registros históricos correspondientes a los resultados de la operación del SNI publicados por el AMM y las programaciones de operación emitidas por el mismo, las cuales son información de carácter público.

## **10.2. Análisis univariado**

Se adoptará este tipo de análisis, ya que cada una de las variables en estudio serán analizadas por separado y para todos los casos su nivel de medición será de razón.

### 10.3. Análisis aritmético y estadístico

Las comparaciones por realizarse entre los resultados obtenidos y las previsiones para los meses de mayo, junio y julio del año 2022 publicadas en la PLP versión definitiva para el año estacional 2022-2023, se realizarán a través del uso de operaciones algebraicas. Es decir, por medio de sumas, restas, multiplicaciones y divisiones. Además del empleo de estadística descriptiva, en especial, el uso de medias aritméticas. Todas estas operaciones se realizarán usando la herramienta computacional Microsoft Excel:

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad (7)$$

Donde:

- $\bar{x}$ : media aritmética.
- $n$ : suma de valores de la variable en estudio.
- $x_i$ : i-ésima variable en estudio.

### 10.4. Análisis gráfico

Las comparaciones descritas anteriormente, también serán analizadas gráficamente haciendo uso de la herramienta computacional Microsoft Excel, considerando que el análisis gráfico es un método que permite representar visualmente las comparaciones o resultados de una manera más sencilla, lo que permitirá al lector comprender de mejor forma las ideas que el investigador desee transmitir.

## 10.5. Simulación y despacho de electricidad

El despacho de electricidad para el mediano plazo que se realizará será a través del uso del software o herramienta computacional conocida como Programación Dinámica Dual Estocástica (SDDP), el cual es un modelo de despacho hidrotérmico que permite representar la red de transmisión y que por lo general es utilizado en los estudios operativos de corto, mediano y largo plazo en los mercados eléctricos de otros países.

En esta herramienta, los despachos de electricidad se realizan partiendo de la función objetivo  $Min [FCI + FCF]$  descrita en la sección correspondiente al marco teórico, la cual tiene por objeto minimizar la suma de los costos operativos inmediatos y futuros en el despacho hidrotérmico que se analice. Es importante mencionar que, la simulación del despacho hidrotérmico de electricidad proporcionará datos que serán esenciales para dar respuesta a las preguntas de investigación del estudio a realizar.

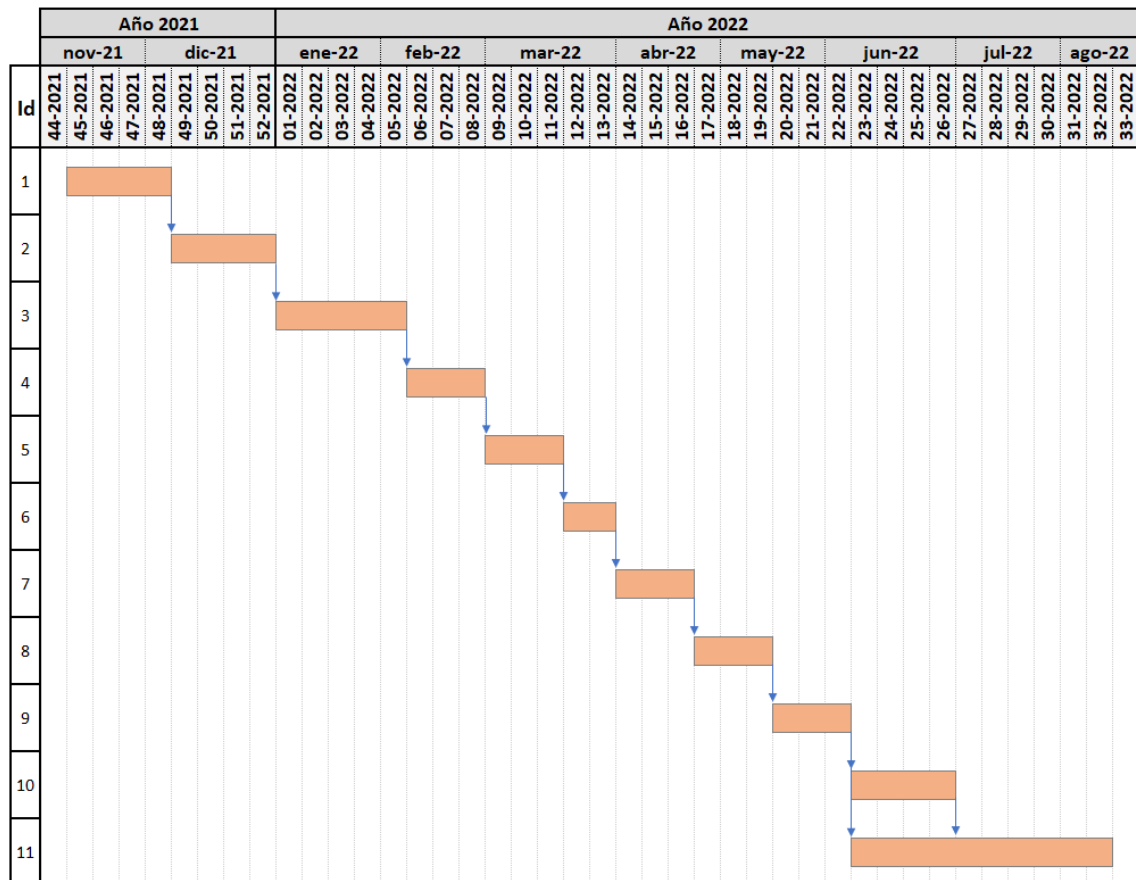
## 11. CRONOGRAMA

Tabla XI. Cronograma de actividades

Id	Descripción de la actividad	Duración (semanas)	Fecha de inicio	Fecha fin
1	Búsqueda y recolección de información relacionada con la temática a tratar.	4	07/11/2021	04/12/2021
2	Análisis y proyección de la demanda nacional y de exportación hacia Centroamérica y México.	4	05/12/2021	01/01/2021
3	Análisis y proyección de los caudales de las centrales hidroeléctricas a utilizar en la optimización del despacho hidrotérmico.	5	02/01/2021	05/02/2022
4	Análisis y proyección de los perfiles de generación de las centrales eólicas y solares a utilizar en la optimización del despacho hidrotérmico.	3	06/02/2022	26/02/2022
5	Análisis y proyección de los CVG para cada central térmica a utilizar en la optimización del despacho hidrotérmico.	3	27/02/2022	19/03/2022
6	Adecuación de la base de datos del SDDP incluyendo las actualizaciones correspondientes y el ingreso de la información proyectada en las fases anteriores.	2	20/03/2022	02/04/2022
7	Ejecución de la Política Operativa y Simulación Operativa correspondiente a la optimización del despacho hidrotérmico.	3	03/04/2022	23/04/2022
8	Presentación y discusión de resultados con el asesor.	3	24/04/2022	14/05/2022
9	Elaboración de conclusiones y recomendaciones.	3	15/05/2022	04/06/2022
10	Revisiones finales del asesor.	4	05/06/2022	02/07/2022
11	Redacción de fases finales, correcciones del asesor y entrega del informe final a la Escuela de Estudios de Postgrado.	10	05/06/2022	13/08/2022

Fuente: elaboración propia.

Figura 7. Diagrama de Gantt del cronograma de actividades



Fuente: elaboración propia, realizado con Excel.



## 12. FACTIBILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA

El estudio propuesto es totalmente factible, ya que los recursos necesarios para su realización serán cubiertos por el investigador y por la entidad en la que labora el mismo.

Tabla XII. Recursos necesarios

Recurso	Disponibilidad del recurso	Fuente de financiamiento	Cuantificación
Humano	Investigador, asesor y coasesor	No aplica	3 personas
Financiero	Gastos en impresiones y pago de internet	Investigador	Q1,800.00
Tecnológico	Herramienta SDDP, paquete de Office 365 e internet	AMM e Investigador	1 herramienta SDDP, 1 paquete de Office 365 y el acceso a internet necesario
Acceso a información	Información pública	No aplica	La necesaria
Permisos	Permiso para utilizar la herramienta SDDP	AMM	Lo necesario
Equipo	Computadora personal, computadora de oficina e impresora	AMM e Investigador	2 computadoras y 1 impresora
Infraestructura	Oficina	Investigador	1 espacio de trabajo adecuado con los elementos necesarios
Imprevistos y otros gastos	Asignación de recurso para imprevistos y otros gastos	Investigador	Q400.00

Fuente: elaboración propia.

### 12.1. Valorización de recursos proporcionados por el ente operador del sistema y mercado

A continuación, se detalla el valor económico de los recursos proporcionados por el AMM, lo cual no representará ningún costo económico para el investigador, como ningún costo adicional para la entidad:

Tabla XIII. Recursos proporcionados por el AMM

Recurso	Costo aproximado
Licencia de la herramienta SDDP	Q 585,000.00
Licencia de Office 365 (anual)	Q 1,350.00
Computadora de oficina	Q 7,000.00
Total	Q 593,350.00

Fuente: elaboración propia.

Descrito lo anterior, se prevé que el único costo económico que tendrá el investigador para la realización del informe final será el de las impresiones para la presentación física de dicho informe y el pago por el servicio de internet. Esto, considerando que ya se cuenta con una computadora personal, la cual no representará ningún gasto adicional al investigador.

### 13. REFERENCIAS

1. Acuerdo Gubernativo 256-97. *Reglamento de La Ley General de Electricidad*. Diario de Centro América. Guatemala. 02 de abril de 1997.
2. Administrador del Mercado Mayorista. (2000). *Norma de coordinación comercial No. 1 coordinación del despacho de carga. Resolución 157-01*. Guatemala, Guatemala, Guatemala: Administrador del Mercado Mayorista.
3. Administrador del Mercado Mayorista. (2000). *Norma de coordinación comercial No. 4 precio de oportunidad de la energía. Resolución 157-02*. Guatemala, Guatemala, Guatemala: Administrador del Mercado Mayorista.
4. Administrador del Mercado Mayorista. (2000). *Norma de coordinación comercial No. 7 factores de pérdidas nodales. Resolución No. 157-05*. Guatemala, Guatemala, Guatemala: Administrador del Mercado Mayorista.
5. Administrador del Mercado Mayorista. (2001). *Norma de coordinación comercial No. 8 cargos por servicios complementarios. Resolución No. 216-04*. Guatemala, Guatemala, Guatemala: Administrador del Mercado Mayorista.

6. Administrador del Mercado Mayorista. (2020, septiembre). *Mercado eléctrico de Guatemala: ¿cómo funciona?*. *Revista Digital del Administrador del Mercado Mayorista*. Guatemala. Recuperado de: <https://rd.amm.org.gt/2020/09/16/funcionamiento-mercado-electrico/>
7. Añó, Galdeano y Añó, A. (2005). *Modelos de Programación de la Operación de Sistemas Hidrotérmicos Aplicados al Planeamiento de Mediano Plazo en Mercados Eléctricos*. San Juan, Argentina. Recuperado de: <http://seeds.usp.br/pir/arquivos/congressos/CLAGTEE2003/Papers/GSTP%20B-040.pdf>
8. Castellanos, R. (2014). *Impactos económicos en el despacho diario de energía en Guatemala con la migración del Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional (RTMER), al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER)*. Guatemala, Guatemala, Guatemala: Universidad de San Carlos de Guatemala.
9. Decreto 93-96. *Ley General de Electricidad*. Diario de Centro América. Guatemala. 15 de noviembre de 1996.
10. Dirección General de Energía. (2012, abril). *Subsector eléctrico en Guatemala*. Guatemala: Ministerio de Energía y Minas. Recuperado de: <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2012/04/Subsector-EI%C3%A9ctrico-en-Guatemala.pdf>

11. Escobar, J. y Rivas, D. (2013). *Modelos de optimización estocástica en la generación térmica de energía eléctrica*. El Salvador, El Salvador: Universidad de El Salvador. Recuperado de: <http://ri.ues.edu.sv/id/eprint/9805/1/19200968.pdf>
12. Felipe, B. (2016). *Optimización del despacho de generación para corto plazo con simulación de escenarios en época seca y época lluviosa, considerando la incorporación de centrales eólicas al SNI de Guatemala*. Guatemala, Guatemala, Guatemala: Universidad de San Carlos de Guatemala.
13. Leal, E. (2005). *Despacho económico de carga considerando restricciones en la red de transporte con el uso de técnicas de programación lineal*. Guatemala, Guatemala, Guatemala: Universidad de San Carlos de Guatemala.
14. López, L. (2019). *Análisis del despacho óptimo de energía eléctrica unificando los parques generadores de Guatemala y Honduras*. Guatemala, Guatemala, Guatemala: Universidad de San Carlos de Guatemala.
15. Lutín, V. (2021). *Estudio de seguridad energética del parque generador de electricidad de Guatemala ante escenarios de pérdida de generación de las centrales San José y Jaguar Energy*. Guatemala, Guatemala, Guatemala: Universidad de San Carlos de Guatemala.

16. Mejía, D., Franco, F. y Gallego, R. (2005). *Solución al problema del despacho de energía en sistemas hidrotérmicos usando Simulated Annealing*. Pereira, Colombia, Colombia: Universidad Tecnológica de Pereira. Recuperado de:  
<https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=84911948025>
17. Merderos, D. (2011). *Cobertura de la Demanda de Energía Eléctrica: Planificación de los Recursos de Generación*. Sevilla, España: Universidad de Sevilla.
18. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Osinergmin. (2016). *Resolución N° 157-2016-OS/CD Procedimiento Técnico del COES N° 37 “Programación de Mediano Plazo de la Operación del SEIN”*. Perú. Recuperado de:  
<https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2016/OSINERGMIN%20No.157-2016-OS-CD.pdf>
19. PSR. (2013). Modelo SDDP. *Manual de Metodología*. Versión 12.0 Brasil: PSR. Recuperado de:  
[https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/consultas\\_publicas/2015/cp\\_010-2015/TOMOII/tomoll-anexo6-metodologia\\_modelos\\_optgen\\_sddp.pdf](https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/consultas_publicas/2015/cp_010-2015/TOMOII/tomoll-anexo6-metodologia_modelos_optgen_sddp.pdf)
20. PSR. (s.f.). *SDDP – Despacho hidrotérmico estocástico con restricciones de Red*. Recuperado de:  
<https://www.psr-inc.com/software-es/>

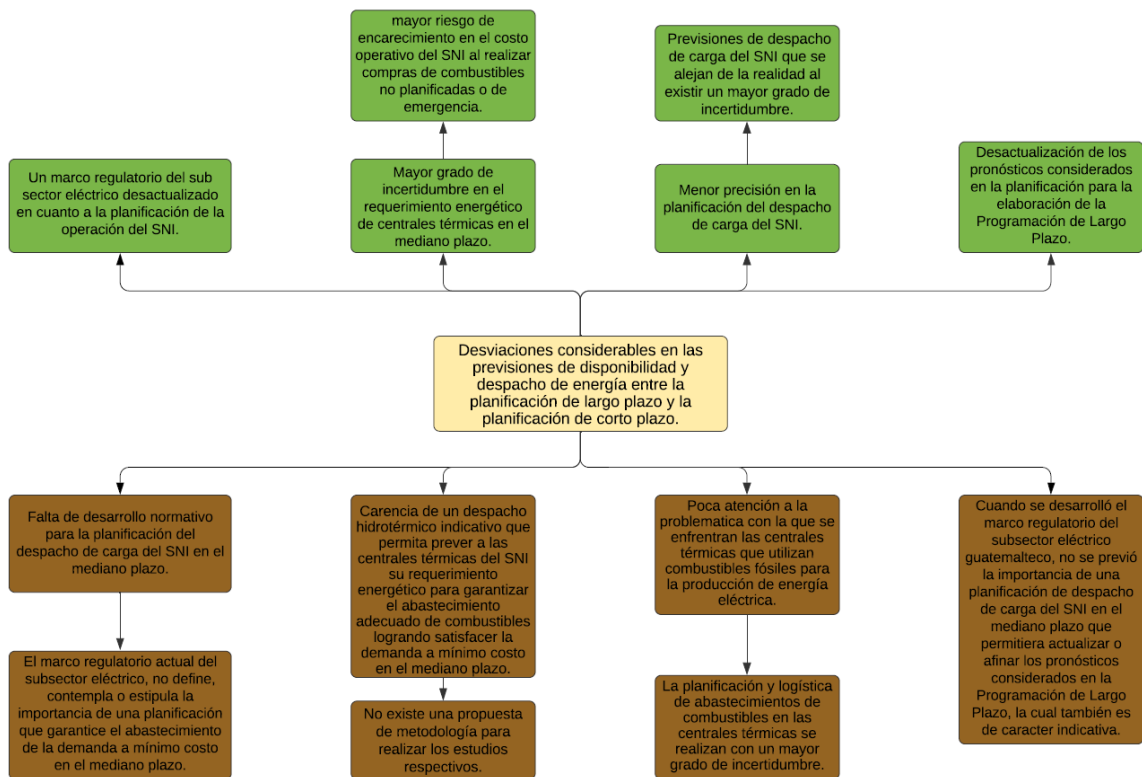
21. Sontay, D. (2011). *Optimización del despacho hidrotérmico estocástico del SNI para un estudio de largo plazo*. Guatemala, Guatemala, Guatemala: Universidad de San Carlos de Guatemala.
22. Sector Electricidad. (2015, mayo). *Introducción a las líneas de transmisión de energía eléctrica. Artículos Técnicos*. Lima, Perú.  
Recuperado de:  
<https://www.sectorelectricidad.com/12443/introduccion-a-las-lineas-de-transmision-de-energia-electrica/>
23. Trashorras, J. (2015). *Subestaciones eléctricas*. (1ª edición). Editorial Paraninfo, S.A.





## 14. APÉNDICES

### Apéndice 1. Árbol de problemas



Fuente: elaboración propia, realizado con Lucidchart.

## Apéndice 2. Matriz de coherencia

MATRIZ DE COHERENCIA					
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN	OBJETIVOS	METODOLOGÍA	RESULTADOS ESPERADOS	
Desviaciones considerables en las previsiones de disponibilidad y despacho de energía entre la planificación de largo plazo y la planificación de corto plazo.	<b>Principal</b>	<b>General</b>			
	¿Cómo se pueden minimizar las desviaciones en las previsiones de disponibilidad y despacho de energía entre la planificación de largo plazo y la planificación de corto plazo de manera que se garantice el óptimo suministro de la demanda a mínimo costo en el mediano plazo en el SNI?	Minimizar las desviaciones en las previsiones de disponibilidad y despacho de energía entre la planificación de largo plazo y la planificación de corto plazo a través de un despacho hidrotérmico indicativo de mediano plazo que optimice y garantice el abastecimiento de la demanda al mínimo costo en el SNI.		<b>Enfoque:</b> Cuantitativo <b>Alcance:</b> Exploratorio <b>Diseño:</b> No Experimental	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Previsiones de disponibilidad y despacho de energía más certeros entre la planificación de largo plazo y la planificación de corto plazo.</li> <li>2. Mejor representación de la demanda nacional al utilizar bloques de demanda en etapas semanales en lugar de mensuales.</li> <li>3. Mejores resultados en la previsión del despacho hidrotérmico al utilizar los pronósticos de caudales en etapas semanales en lugar de mensuales.</li> <li>4. Identificar si existe una correlación inmediata o futura entre los precios de combustibles internacionales y los Costos Variables de Generación.</li> <li>5. Disponer de mejores resultados y estimaciones en relación con la previsión del despacho de las centrales generadoras térmicas que les permita tomar decisiones más certeras en cuanto a la planificación y logística para el suministro de combustible proveniente de otras regiones del planeta.</li> </ol>
	<b>Auxiliares</b>	<b>Específicos</b>	<b>Fases de Estudio</b>		
	¿Cómo se pronosticará la demanda nacional y de exportación hacia el mercado eléctrico de Centroamérica y México en el mediano plazo?	Definir una metodología para la proyección de la demanda nacional y demanda de exportación hacia el mercado eléctrico de Centroamérica y México a utilizar en el mediano plazo.	<b>Fase 1:</b> Revisión bibliográfica <b>Fase 2:</b> Proyección de la demanda nacional y demanda de exportación para el mediano plazo.		
	¿Cómo se estimarán los caudales de las centrales hidroeléctricas y los perfiles de generación para las centrales eólicas y solares en el mediano plazo?	Definir una metodología para la proyección de caudales de las centrales hidroeléctricas y los perfiles de generación para las centrales eólicas y solares a utilizar en el mediano plazo.	<b>Fase 3:</b> Estimaciones de caudales para centrales hidroeléctricas y perfiles de generación para centrales eólicas y solares a utilizar en el mediano plazo. <b>Fase 4:</b> Proyección de Costos Variables de Generación de centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles para el mediano plazo.		
¿Cómo se proyectarán los Costos Variables de Generación de las centrales térmicas en el mediano plazo?	Proponer una metodología para la proyección de Costos Variables de Generación de las centrales térmicas en el mediano plazo.	<b>Fase 5:</b> Adecuación de base de datos SDDP PLP 2022-2023, ingreso de proyecciones, estimaciones y premisas a considerar para la ejecución del escenario planteado. Procediendo posteriormente con la interpretación de los resultados del despacho hidrotérmico del SNI para el mediano plazo.			
¿Qué información puede ser de utilidad para las centrales térmicas el realizar un despacho indicativo de mediano plazo que se actualice periódicamente cada mes para los siguientes tres meses?	Proponer una solución para determinar el requerimiento energético de las centrales térmicas en el mediano plazo para garantizar un adecuado suministro y disponibilidad de combustibles.				

Fuente: elaboración propia.