



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

**ANÁLISIS DEL DESPACHO ÓPTIMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA UNIFICANDO LOS
PARQUES GENERADORES DE GUATEMALA Y HONDURAS**

Luis Daniel López Ovalle

Asesorado por el Ing. Cristian Alfonso López Morales

Guatemala, octubre de 2019

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DEL DESPACHO ÓPTIMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA UNIFICANDO
LOS PARQUES GENERADORES DE GUATEMALA Y HONDURAS**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

LUIS DANIEL LÓPEZ OVALLE

ASESORADO POR EL ING. CRISTIAN ALFONSO LÓPEZ MORALES

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2019

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:

ANÁLISIS DEL DESPACHO ÓPTIMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA UNIFICANDO LOS PARQUES GENERADORES DE GUATEMALA Y HONDURAS

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 04 de octubre de 2018.



Luis Daniel López Ovalle

Guatemala, 09 de septiembre de 2019

Ingeniero:
Fernando Alfredo Moscoso Lira
Coordinador Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimado Ingeniero:

Por medio de la presente de acuerdo con la designación efectuada por la Dirección de la Escuela, me permito informarle que he procedido a asesorar el Trabajo de Graduación titulado: ANÁLISIS DEL DESPACHO ÓPTIMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA UNIFICANDO LOS PARQUES GENERADORES DE GUATEMALA Y HONDURAS, desarrollado por el estudiante LUIS DANIEL LÓPEZ OVALLE, con número de carné 2013-13814, encontrándolo satisfactorio en su contenido y resultados. Me permito dar aprobación al mismo, remitiéndolo a dicha Coordinación para el trámite pertinente, en el entendido que el autor y este asesor somos responsables del contenido del trabajo.

Agradeciendo su atención y deseándole éxitos en sus labores cotidianas, me despido de usted.

Atentamente



Cristian Alfonso López Morales
ING. ELECTRICISTA
COLEGIO DE INGENIEROS ELECTRICISTAS DE GUATEMALA

Ing. Cristian Alfonso López Morales
Colegiado 6383
Asesor



REF. EIME 48. 2019.
9 de SEPTIEMBRE 2019.

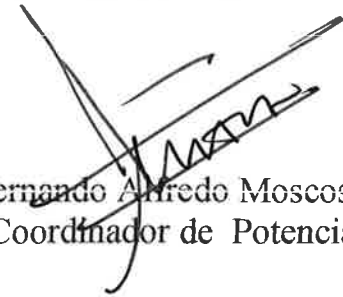
Señor Director
Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado: **ANÁLISIS DEL DESPACHO ÓPTIMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA UNIFICANDO LOS PARQUES GENERADORES DE GUATEMALA Y HONDURAS**, del estudiante; Luis Daniel López Ovalle que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira
Coordinador de Potencia





REF. EIME 47. 2019.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación de el estudiante: LUIS DANIEL LÓPEZ OVALLE titulado: ANÁLISIS DEL DESPACHO ÓPTIMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA UNIFICANDO LOS PARQUES GENERADORES DE GUATEMALA Y HONDURAS, procede a la autorización del mismo.


Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo



GUATEMALA, 23 DE SEPTIEMBRE 2019.



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: **ANÁLISIS DEL DESPACHO ÓPTIMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA UNIFICANDO LOS PARQUES GENERADORES DE GUATEMALA Y HONDURAS**, presentado por el estudiante universitario: **Luis Daniel López Ovalle**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.


Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada ★
Decana



Guatemala, Octubre de 2019

AACE/asga
cc

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 Martinez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Luis Diego Aguilar Ralón
VOCAL V	Br. Christian Daniel Estrada Santizo
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Carlos Eduardo Guzmán Salazar
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por tu amor y por ser el motor que impulsa mi vida, siendo mi guía, apoyo y dirección.
Mis padres	Giovanni López y Jenny Ovalle, porque son un gran ejemplo para seguir, por el amor que nos tenemos y por ser una de las razones para mi superación.
Mi hermana	Silvia López porque siempre me ha motivado a seguir adelante y porque es una de las razones por las que tengo el deseo de superarme.
Mi familia	Por todo el cariño, apoyo y motivación para lograr este gran éxito en mi vida.
Amigos	Todos aquellos amigos con los que he compartido buenos y malos momentos en mi vida.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por ser mi casa de estudios y formarme profesionalmente.
Facultad de Ingeniería	Por educarme en la profesión que tanto amo.
Padres	Por darme todo su apoyo y brindarme la posibilidad de poder cumplir uno de mis grandes sueños.
Hermana	Porque es una persona que siempre ha estado para mí y me ha motivado a finalizar esta etapa de mi vida.
Ing. Cristian López	Por el tiempo dedicado para la revisión de este trabajo y que ha sido más que un jefe y asesor, un buen amigo.
Familia	Por su apoyo y su amor incondicional.
Administrador del Mercado Mayorista	Por darme la oportunidad de realizarme profesionalmente y formarme como ingeniero.
Programación Diaria	Por su apoyo y gran amistad estos dos últimos años.

Colegio Don Bosco

Por ser mi segundo hogar durante 11 años,
siempre serán recordados con mucha alegría.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	XIII
GLOSARIO	XV
RESUMEN	XVII
OBJETIVOS.....	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI
1. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.....	1
1.1. Sistema Nacional Interconectado de Guatemala.....	1
1.1.1. Elementos que componen el sistema eléctrico de potencia	1
1.1.1.1. Subestaciones eléctricas	2
1.1.1.2. Líneas de transmisión.....	5
1.1.1.3. Centrales de generación eléctrica	8
1.1.2. Centrales hidroeléctricas	9
1.1.2.1. Costos variables	10
1.1.2.2. Costo inmediato y costo futuro	10
1.1.2.3. Valor marginal del agua.....	11
1.1.3. Centrales térmicas.....	14
1.1.3.1. Costos variables y fijos	14
1.1.3.2. Centrales geotérmicas.....	15
1.1.3.3. Cogeneración	16
1.1.4. Centrales eólicas	18
1.1.5. Centrales solares fotovoltaicas.....	19

1.1.6.	Demanda del Sistema Nacional Interconectado.....	20
1.2.	Sistema Nacional Interconectado de Honduras	21
1.2.1.	Evolución histórica	21
1.2.2.	Elementos que conforman el Sistema Nacional Interconectado de Honduras	22
1.2.2.1.	Subestaciones eléctricas.....	23
1.2.2.2.	Líneas de transmisión	23
1.2.2.3.	Centrales de generación eléctrica	27
1.2.3.	Contratos de suministro de energía (PPA)	32
1.2.4.	Demanda típica del sistema eléctrico de Honduras.....	33
1.3.	Tendencia con intercambios al Mercado Eléctrico Regional (MER).....	34
2.	DESPACHO ECONÓMICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	37
2.1.	Variables que considerar en un despacho económico en un sistema eléctrico de potencia.	37
2.1.1.	Características técnicas de hidroeléctricas	37
2.1.1.1.	Nivel de embalse.....	37
2.1.1.2.	Caudal turbinado	38
2.1.1.3.	Caudales afluentes.....	39
2.1.1.4.	Factor de productividad	39
2.1.1.5.	Zona prohibida de generación.....	39
2.1.1.6.	Oferta de energía	40
2.1.1.7.	Vertimiento	40
2.1.2.	Características técnicas de centrales térmicas	40
2.1.2.1.	Límites de producción de generación... ..	41
2.1.2.2.	Límites de rampas de toma y descenso de carga	42

2.1.2.3.	Tiempos mínimos en línea y fuera de línea.....	42
2.1.2.4.	Tiempo mínimo con carga estable para centrales de vapor	43
2.1.2.5.	Tiempo mínimo para arranque.....	43
2.1.2.6.	Zona prohibida de generación	43
2.1.3.	Características técnicas de centrales eólicas y solares	44
2.1.3.1.	Operación de generadores eólicos	45
2.1.3.2.	Operación de generadores solares.....	46
2.1.4.	Despacho hidrotérmico	46
2.1.4.1.	Modelo sin considerar pérdidas en la red de transmisión	48
2.1.4.2.	Modelo considerando pérdidas en la red de transmisión	49
2.1.4.3.	Factor de pérdidas nodales (FPN).....	49
2.2.	Herramienta de simulación de despacho de carga (solver de Excel)	51
2.2.1.	Optimización utilizando la herramienta solver de Excel.....	52
2.2.1.1.	Programación no lineal	53
2.2.1.2.	Programación lineal	55
2.2.1.3.	Modelo de despacho simplificado.....	57
2.2.1.4.	Como utilizar el solver Excel.....	63
2.2.1.5.	Limitaciones sobre la utilización del solver	66
2.2.1.6.	Ejemplos de un despacho económico en un sistema eléctrico de potencia	66

3.	SIMULACIONES DE LOS DESPACHOS ECONÓMICOS DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA DE GUATEMALA Y HONDURAS	81
3.1.	Despacho económico del Sistema Nacional Interconectado de Guatemala.....	81
3.1.1.	Despacho época seca.....	81
3.1.2.	Despacho época lluviosa.....	85
3.2.	Despacho económico del Sistema Nacional Interconectado de Honduras.....	90
3.2.1.	Despacho época seca.....	90
3.2.2.	Despacho época lluviosa.....	95
3.3.	Despacho unificado de los Sistemas Nacionales Interconectados de Guatemala y Honduras.	98
3.3.1.	Despacho época seca.....	98
3.3.2.	Despacho época lluviosa.....	102
3.4.	Análisis de la convocatoria de centrales de generación según despacho unificado de los Sistemas Nacionales Interconectados de Guatemala y Honduras	107
3.4.1.	Análisis de convocatoria de centrales de carbón en época seca.....	107
3.4.2.	Análisis de convocatoria de centrales de carbón en época lluviosa.....	111
3.4.3.	Análisis de incremento de precio de oportunidad del área de Guatemala.....	116
3.4.3.1.	Análisis de incremento de precio de oportunidad de energía del área de Guatemala en época seca por ingreso de centrales de carbón para	

	abastecimiento de demanda en Honduras	116
3.4.3.2.	Análisis de incremento de precio de oportunidad de energía del área de Guatemala en época lluviosa por ingreso de centrales de carbón para abastecimiento de demanda en Honduras.	120
3.4.3.3.	Posibles exportaciones de energía de Guatemala hacia Honduras provenientes de centrales a base de carbón sin incrementos significativos en el precio de oportunidad	123
CONCLUSIONES		125
RECOMENDACIONES		127
BIBLIOGRAFÍA.....		128

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Diagrama Unifilar RTR 2018 – Guatemala.....	8
2.	Costos inmediato y futuro	11
3.	Uso óptimo del agua	12
4.	Diagrama Unifilar RTR 2018 – Honduras.....	26
5.	Abastecimiento de la demanda de Honduras, año 2016 y 2017.....	33
6.	Intercambios de Honduras al MER en 2017, y su peso en el abastecimiento de la demanda hondureña	35
7.	Interfaz solver para resolver optimización de despacho económico ..	63
8.	Interfaz para agregar restricciones.....	64
9.	Gráfica de despacho óptimo de centrales térmicas para ejemplo 1 ...	71
10.	Comportamiento despacho de hidroeléctrica para ejemplo 3	80
11.	Gráfica de despacho de centrales del Sistema Eléctrico de Potencia de Guatemala en época seca	85
12.	Gráfica de despacho de centrales del Sistema Eléctrico de Potencia de Guatemala en época lluviosa	89
13.	Gráfica de despacho de comportamiento de centrales Hidroeléctricas del Sistema Eléctrico de Potencia de Guatemala y Honduras	91
14.	Gráfica de despacho de centrales del Sistema Eléctrico de Potencia de Honduras en época seca	94
15.	Gráfica de despacho de centrales del Sistema Eléctrico de Potencia de Honduras en época lluviosa	97

16.	Gráfica de despacho de centrales del Sistema Eléctrico de Honduras con importación de energía proveniente de Guatemala en época seca	102
17.	Gráfica de despacho de centrales de los Sistemas Eléctricos de Potencia de Guatemala y Honduras en época lluviosa	106
18.	Gráfica de energía de centrales de carbón de Guatemala para abastecimiento de demanda de Honduras en época seca	108
19.	Gráfica de generación de motores recíprocos que puede ser sustituida por centrales de carbón de Guatemala en época seca	109
20.	Gráfica de generación aportada por centrales de carbón convocadas por Guatemala para abastecimiento de demanda de Honduras en época seca	110
21.	Gráfica de energía de centrales de carbón de Guatemala para abastecimiento de demanda de Honduras en época lluviosa...	111
22.	Gráfica de generación de motores recíprocos que puede ser sustituida por centrales de carbón de Guatemala en época lluviosa.....	112
23.	Gráfica de generación aportada por centrales de carbón convocadas por Guatemala para abastecimiento de demanda de Honduras en época lluviosa.....	115
24.	Gráfica de generación aportada por centrales de carbón convocadas por Guatemala tomando en cuenta la central Las Palmas carbón para abastecimiento de demanda de Honduras en época seca	117
25.	Gráfica de generación aportada por centrales de carbón convocadas por Guatemala tomando en cuenta la central Las Palmas carbón para abastecimiento de demanda de Honduras en época lluviosa	121

TABLAS

I.	Clasificación de subestaciones de acuerdo con los niveles de tensión	3
II.	Principales subestaciones con tensión de 230KV	3
III.	Principales subestaciones con tensión de 138KV	4
IV.	Principales subestaciones con tensión de 69KV	4
V.	Principales enlaces del S.N.I.	6
VI.	Líneas de Interconexión con Guatemala.....	7
VII.	Principales centrales hidroeléctricas que conforman el parque generador de Guatemala	13
VIII.	Generadoras térmicas que forman parte del parque generador de Guatemala	17
IX.	Centrales de biomasa y geotérmicas que forman parte del parque generador de Guatemala	18
X.	Capacidad instalada de centrales eólicas en el parque generador de Guatemala	19
XI.	Capacidad instalada de centrales solares en el parque generador de Guatemala	20
XII.	Principales subestaciones que conforman la red de Honduras	23
XIII.	Líneas de transmisión que pertenecen a la red de transmisión regional	24
XIV.	Principales hidroeléctricas que conforman el sistema eléctrico de Honduras	28
XV.	Principales hidroeléctricas que conforman el sistema eléctrico de Honduras	29

XVI.	Principales hidroeléctricas que conforman el sistema eléctrico de Honduras.....	30
XVII.	Principales centrales eólicas y solares de Honduras.....	31
XVIII.	Contratos con plantas térmicas actuales.....	32
XIX.	Abastecimiento de la demanda por centrales térmicas de mayor capacidad de generación.....	34
XX.	Ejemplo de una lista de mérito sin considerar pérdidas en la red.....	48
XXI.	Ejemplo de una lista de mérito considerando pérdidas en la red.....	51
XXII.	Celdas de costos variables de los generadores.....	59
XXIII.	Celdas función objetivo del modelo de despacho.....	60
XXIV.	Celdas de potencias mínimas de generadores.....	62
XXV.	Celdas de potencias máximas de los generadores.....	62
XXVI.	Potencia mínima de centrales térmicas modeladas.....	67
XXVII.	Potencia máxima de centrales térmicas modeladas.....	68
XXVIII.	Costos de generación \$/MW.....	69
XXIX.	Despacho económico simulado para el ejemplo 1.....	70
XXX.	FPNs de centrales térmicas modeladas.....	72
XXXI.	Costo de generación afectado por su FPN.....	73
XXXII.	Despacho económico simulado para el segundo ejemplo.....	74
XXXIII.	Potencia máxima y costo de generación de centrales simuladas.....	76
XXXIV.	Simulación de características técnicas de centrales hidroeléctricas en solver Excel.....	77
XXXV.	Despacho económico simulado para el tercer ejemplo.....	79
XXXVI.	Lista de mérito de generadores simulados.....	83
XXXVII.	Despacho económico del Sistema Nacional Interconectado de Guatemala simulado para época seca.....	84
XXXVIII.	Lista de mérito de generadores simulados.....	87
XXXIX.	Despacho económico del Sistema Nacional Interconectado de Guatemala simulado para época lluviosa.....	88

XL.	Lista de mérito de generadores simulados	92
XLI.	Despacho económico del Sistema Nacional Interconectado de Honduras simulado para época seca.....	93
XLII.	Lista de mérito de generadores simulados	95
XLIII.	Despacho económico del Sistema Nacional Interconectado de Honduras simulado para época lluviosa	96
XLIV.	Lista de mérito de generadores simulados	99
XLV.	Despacho económico unificando los Sistemas Nacionales Interconectados de Guatemala y Honduras simulado para época seca.....	100
XLVI.	Lista de mérito de generadores simulados	104
XLVII.	Despacho económico unificando los Sistemas Nacionales Interconectados de Guatemala y Honduras simulado para época lluviosa	105
XLVIII.	Despacho unificado de centrales de los Sistemas Eléctricos de Potencia de Guatemala y Honduras tomando en cuenta la generación de centrales de carbón de Guatemala a convocar debido a la unificación de los sistemas época lluviosa	114
XLIX.	Análisis del incremento de precio de oportunidad de energía en el Sistema Eléctrico de Potencia de Guatemala en época seca	118
L.	Análisis del incremento de precio de oportunidad de energía en el Sistema Eléctrico de Potencia de Guatemala en época lluviosa	122
LI.	Energía exportada de centrales generadoras a base de carbón provenientes de Guatemala para abastecimiento de la demanda de Honduras.....	123

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
h	Hora
Hm	Hectómetro
k	Kilo
M	Metro
Msnm	Metros sobre el nivel del mar
s	Segundo
V	Voltaje
W	Vatio

GLOSARIO

- AMM** Administrador del Mercado Mayorista. Es el ente encargado de garantizar la seguridad y abastecimiento de la energía eléctrica coordinando las operaciones de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco libre de contratación de energía eléctrica entre generadores, comercializadores, incluidos exportadores e importadores, grandes usuarios y distribuidores estableciendo precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía.
- Despacho económico** Es optimizar de forma económica los recursos de un sistema, ordenando las cargas de las centrales generadoras térmicas e hidráulicas para satisfacer la demanda.
- EOR** Ente Operador Regional. Es el ente Operar y planificar el Sistema Eléctrico Regional y administrar el Mercado con criterio técnico y económico, contribuyendo a un marco regulatorio sólido y previsible, para el

desarrollo gradual de un Mercado más abierto y competitivo, en beneficio de los habitantes de América Central.

Función objetivo

Es una expresión de variables de decisión para ser minimizada o maximizada.

Mercado de Oportunidad

También llamado Mercado Spot en donde las transacciones de oportunidad de energía eléctrica se realizan entre el universo de compradores y vendedores del Mercado Mayorista, que cuentan con excedentes de energía no comprometida en contratos y que son liquidadas con un precio establecido en forma horaria; calculado con base en el costo marginal de corto plazo, que resulta del despacho de la oferta de generación disponible.

Potencia

Es la relación de paso de energía de un flujo por unidad de tiempo. Se mide en vatios o Watts (W).

Precio de Oportunidad

Es el valor del costo marginal de corto plazo de la energía en cada hora, definido como el costo en el que incurre el Sistema Eléctrico para suministrar un kilovatio-hora (kWh) adicional de energía a un determinado nivel de demanda de potencia.

RESUMEN

En el presente trabajo de graduación se analizan los beneficios de realizar un despacho unificado de los Sistemas Eléctricos de Potencia de Guatemala y Honduras, tomando en cuenta que la operación de un Sistema Eléctrico se debe realizar al mínimo costo de generación, lo cual depende de las plantas generadoras que abastezcan la demanda de ambos países y las restricciones operativas que lo conforman.

En el primer capítulo se presenta todas las centrales con sus capacidades de generación y los elementos que conforman la red de los Sistemas Nacionales Interconectados de Guatemala y Honduras.

En el segundo capítulo se muestra cómo se puede utilizar el complemento de Microsoft Excel (solver Excel), aplicado a problemas de la vida cotidiana específico para el sector de Mercados Eléctricos, cómo es posible modelar los elementos que conforman los Sistemas Eléctricos de Potencia y sus variables asociadas al mercado de energía. Por lo que se tratarán aspectos técnicos operativos de las centrales que conforman ambos parques generadores, representación de pérdidas en la red para la modelación del Sistema Eléctrico de Potencia y se realizarán ejemplos de despachos de cargas desarrollados en la herramienta de solver de Excel.

En el tercer capítulo se realizaron varias optimizaciones tomando en cuenta la estacionalidad de los países de Guatemala y Honduras. El objetivo de

realizar las simulaciones es mostrar la participación de las diferentes tecnologías que componen los sistemas eléctricos de cada país.

Asimismo, se realizará una optimización unificando los Sistema Eléctricos de Potencia para demostrar las ventajas que se derivan de dicha unificación y la utilización de las diferentes Centrales de cada país. Tomando en cuenta que Guatemala posee un gran número de Centrales con restricciones de arranque y parada, mientras Honduras posee un parque predominantemente con Centrales a base de motores recíprocos, se tiene conocimiento que tales tecnologías son complementarias en un Sistema Eléctrico de Potencia y esta unificación proveerá versatilidad en el despacho económico para cada país. Haciendo el despacho económico de cada país más eficiente.

OBJETIVOS

General

Realizar un despacho de carga óptimo de los Sistemas Eléctricos de Potencia para los Sistemas Nacionales Interconectados de Guatemala y Honduras.

Específicos

1. Aplicar la herramienta de programación lineal solver® de Excel® para obtener el modelo de despacho económico de energía de corto plazo de un sistema eléctrico de potencia y aplicando a los Sistemas Nacionales Interconectados de Guatemala y Honduras.
2. Realizar un despacho económico unificando los Sistemas Nacionales Interconectados de Guatemala y Honduras.
3. Identificar los beneficios obtenidos de realizar un despacho económico de carga unificado entre los dos S.N.I.
4. Verificar los montos de energía posible de venta y compra manteniendo el precio de oportunidad sin incrementos significativos para el Sistema Nacional Interconectado de Guatemala.
5. Identificar montos de los posibles excedentes de energía y sus costos variables de generación por mes.
6. Identificar los costos variables de generación más altos de los posibles excedentes de energía que podrían ser exportados.

7. Identificación de cargos mayoristas que se agregarían a los posibles excedentes de energía.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad la operación de un sistema eléctrico de potencia de un país se lleva a cabo bajo la premisa de abastecimiento de la demanda al mínimo costo, esto se logra utilizando eficientemente los recursos de generación y transmisión que conforman el sistema eléctrico de potencia.

Para lograr un uso óptimo de los recursos de generación y transmisión de un sistema eléctrico de potencia, se hace uso de herramientas computacionales que se basan en métodos iterativos para la solución de sistemas de ecuaciones lineales cuyo objetivo es minimizar o maximizar una función objetivo sujeto a un conjunto de restricciones, dada la naturaleza de estas, buscar un método apropiado de solución al problema de optimización.

La modelación de un sistema eléctrico de potencia con sus respectivas restricciones de operación y transporte se formulan por medio de un sistema de ecuaciones lineales, a través de un sistema de matrices y operaciones matriciales, de tal forma que sea posible describir las condiciones operativas del sistema en una hoja electrónica de Excel la cual consta de la herramienta de optimización denominada solver®, que en su versión más sencilla se encuentra disponible en la hoja electrónica del Microsoft Excel® y que es de uso libre. Utilizando esta herramienta en conjunto con lo ya descrito se puede obtener un despacho de carga al mínimo costo.

En el siguiente trabajo se analizarán las condiciones de generación actuales de los sistemas eléctricos de potencia de Honduras y Guatemala, y cómo estos cubren su demanda.

Se mostrará cómo utilizar la herramienta de solver® de Microsoft Excel®, la modelación de centrales térmicas y centrales hidroeléctricas para despacho de carga, respetando todas las restricciones de operación de las Centrales que conforman estos parques generadores, estos despachos se realizarán en dos condiciones climáticas importantes del país, la época lluviosa y la época seca. Debido a la capacidad de manejo de variables que contiene este complemento de Microsoft Excel, los despachos de los Sistemas Nacionales Interconectados de Guatemala, Honduras y la unificación de ambos, se llevará a cabo realizando reducciones de las variables que muestran un comportamiento típico, como es la generación base. Todos los resultados serán verificados utilizando una herramienta que maneja más variables que permite realizar la Programación del Despacho de Corto Plazo pero que no es de uso público.

Estos despachos simulados serán con el fin de analizar cómo influye un despacho unificado de carga en los precios de los Mercados de Oportunidad de cada país, la cantidad de energía que se puede comprar o vender sin que incrementen significativamente los precios de venta de energía en el Mercado de Oportunidad de Guatemala y cuales serían sus principales beneficios.

1. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

El Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) está conformado por plantas generadoras, líneas de transmisión, líneas de distribución, subestaciones, equipos de compensación de reactivos y grandes usuarios acoplados entre sí para funcionamiento del sistema eléctrico de una región, estado o nación. En esta sección se describen los elementos que componen el Sistema Nacional Interconectado de los países de Guatemala y Honduras.

1.1. Sistema Nacional Interconectado de Guatemala

El S.N.I. tiene como función principal transportar la energía de las centrales de generación a los centros de consumo y esto se lleva a cabo interconectando las principales instalaciones que lo conforman.

El S.N.I de Guatemala es operado por El Administrador del Mercado Mayorista (AMM), desde el centro de control de operación que se encuentra ubicado en sus instalaciones. El AMM se ayuda en un sistema automático de supervisión y control para este fin, denominado Sistema SCADA.

1.1.1. Elementos que componen el sistema eléctrico de potencia

Un sistema eléctrico de potencia consta de plantas generadoras, una red de transmisión y de distribución, así como el equipo adicional necesario para lograr que el suministro de energía se realice con las características de continuidad de servicio, regulación de tensión y control de frecuencia.

1.1.1.1. Subestaciones eléctricas

Las subestaciones eléctricas son los vínculos donde se interconectan todos los elementos de transmisión (líneas, capacitores, inductores, entre otros), a estos vínculos se les denomina nodos. Es decir, hay flujos de potencia de entrada a la subestación a través de las líneas de transmisión que al mismo tiempo son transportados hacia otros lugares por otras líneas de transmisión. Físicamente las subestaciones 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.

Las subestaciones tienen como funciones principales transformar tensiones y derivar circuitos de potencia por lo que puede clasificarse según su función y su nivel de tensión.

- Clasificación de subestaciones por su función

Las subestaciones que transforman los niveles de tensión son aquellas que acoplan dos sistemas eléctricos de potencia de diferente nivel de tensión por medio de un transformador de potencia, mientras que las subestaciones de maniobra mantienen un solo nivel de tensión, pero derivan circuitos en sus barras que pueden ser maniobrados desde la subestación o a distancia por medio de mandos remotos. Las subestaciones mixtas combinan ambas funciones anteriormente descritas.

- Clasificación de subestaciones por nivel de tensión

Tabla I. **Clasificación de subestaciones de acuerdo con los niveles de tensión**

No.	Tipo de subestación	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	Debajo de 23 KV

Fuente: TRASHORRAS MONTECELOS, Jesús. *Subestaciones Eléctricas*. 95 p.

- Subestaciones que conforman el Sistema Nacional Interconectado de Guatemala

Tabla II. **Principales subestaciones con tensión de 230KV**

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 Jose	San Joaquín
Jaguar Energy	Costa Linda	Palestina
Sidegua	San Agustín	El Estor
Panaluya	Morales	Moyuta

Fuente: elaboración propia.

Tabla III. **Principales subestaciones con tensión de 138KV**

Guatemala Sur	Escuintla 1
Chiquimulia	Horus
Ipala	Rio Grande
Chiquimula	Zacapa
Panaluya	Moyuta
Palín II	Huehuetenango
Huehuetenango II	El progreso
Jurun Marínala	Ortitlan
Pologua	La Esperanza
Viento Blanco	Costa Sur

Fuente: elaboración propia.

Tabla IV. **Principales subestaciones con tensión de 69KV**

Guate Sur	Guate Norte	Panzos	Recreo
Guate Este	Escuintla 1	Melendrez	Canadá
Los Brillantes	La esperanza	Sanarate	Carlos Dorión
Huehuetenango	Cocales	Mázate	Monte Cristo
Inciense	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
Rodriguez Briones	Santa Mónica	Coatepeque	Raaxa
Panaluya	La Vega	Tactic	San Joaquín
San Juan de Dios	Los Esclavos	Santa Elena	Santa Ana

Fuente: elaboración propia.

1.1.1.2. Líneas de transmisión

Las líneas de transmisión son el medio físico a través del cual se propagan grandes bloques de energía eléctrica por medio de un material conductor. Una característica fundamental de las líneas de transmisión es que operan a niveles elevados de tensión para que la corriente que fluya a través de esta sea relativamente pequeña y así evitar la construcción de conductores con diámetros muy grandes.

Normalmente las fuentes de energía primaria utilizadas para la producción de energía eléctrica se encuentran lejos de los principales centros de consumo como ciudades, industrias o comercios, por ello las líneas de transmisión deben cumplir con ciertas características para tener capacidad de transportar la energía desde distancias tan largas. Las características principales que considerar en el diseño de redes de transmisión son el nivel de voltaje al cual operará, las condiciones ambientales y la longitud de la línea de transmisión. Las líneas de transmisión se pueden modelar de acuerdo con su longitud y de esta forma conocer parámetros de la línea.

- Red de transmisión regional (RTR)

La RTR es la red mediante la cual se efectúan las transacciones de energía eléctrica entre los países de América Central; los intercambios de energía internacionales se llevan a cabo por medio de las interconexiones entre los países de la región; los elementos que conforman la RTR prestan el servicio de transmisión regional. En la tabla V se muestran las líneas de transmisión que pertenecen a la RTR.

Tabla V. Principales enlaces del S.N.I.

Línea de Transmisión	Nivel de Voltaje(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: elaboración propia.

- Interconexión Internacional

Las interconexiones internacionales proveen una serie de ventajas en los países interconectados. La principal contribución es un incremento en la seguridad del sistema y la continuidad del suministro eléctrico que provee a los sistemas que se encuentran interconectados.

El aumento de la eficiencia de los Sistemas Interconectados es otra ventaja que se obtiene, al existir una capacidad remanente en las líneas se tiene la posibilidad de establecer diariamente intercambios comerciales de energía eléctrica, aprovechando las diferencias de precios de la energía entre los sistemas eléctricos.

Estos intercambios permiten que la generación de electricidad se realice con las tecnologías más eficientes, fluyendo desde los países donde es más económica hacia países donde es menos económica.

Como consecuencia del intercambio de energía entre los países, se impulsa entre países vecinos un aumento de la de la competencia entre generadores más eficientes, desplazando así a las tecnológicas menos eficientes y convencionales. Las importaciones de energía de otros países obligan a los generadores de energía del propio país a tener propuestas más competitivas.

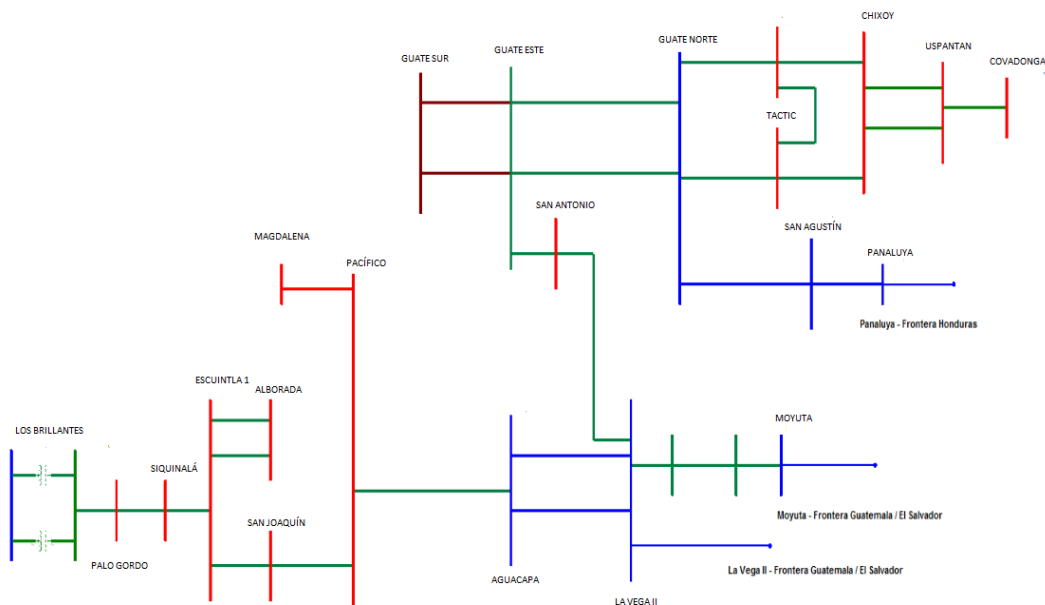
Actualmente Guatemala cuenta con 4 enlaces de interconexión, en la tabla VI se muestran las interconexiones con los respectivos países vecinos con los cuales se está interconectado eléctricamente.

Tabla VI. **Líneas de Interconexión con Guatemala**

Línea de Transmisión	Nivel de Voltaje(kV)	País interconectado
La Vega II - Ahuachapán	230	El Salvador
Moyuta - Ahuachapán	230	El Salvador
Panaluya – La Entrada	230	Honduras
Los Brillantes - Tapachula	400	México

Fuente: elaboración propia.

Figura 1. **Diagrama Unifilar RTR 2018 – Guatemala**



Fuente: Ente Operador Regional del Mercado eléctrico de America Central. *Identificación de la red de transmisión regional para el año 2018*. <https://www.enteoperador.org/>.

Consulta: 10 de enero de 2019.

1.1.1.3. Centrales de generación eléctrica

Las centrales generadoras son las que se encargan de la producción de energía eléctrica a través del uso de energías primarias. Dependiendo de la fuente primaria de energía las centrales generadoras se pueden clasificar en:

- Centrales hidroeléctricas
- Centrales térmicas
- Centrales geotérmicas
- Centrales nucleares

- Centrales eólicas
- Centrales solares

1.1.2. Centrales hidroeléctricas

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.

Las centrales con embalse logran acumular grandes volúmenes de energía, esto debido al almacenamiento de agua en su embalse, de esta forma se obtiene una energía potencial favorable con el agua acumulada. 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.

En Guatemala existen 2 tipos de hidroeléctricas con embalse:

- Con embalse de regulación diario. Son centrales cuyos embalses les permiten acumular un volumen determinado de agua durante el día, acumulando una cierta cantidad de energía para entregarla al sistema en horas de demanda máxima. En estas centrales la salida de potencia depende principalmente de la descarga de agua o volumen de turbinamiento y de la cota efectiva.

- Con embalse de regulación anual. Estas centrales cuentan con grandes embalses que les permiten mantenerse siempre en línea, ya que, captan grandes cantidades de agua en invierno para que en verano puedan seguir en línea gastando el agua acumulada en la temporada de lluvia. 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 para una potencia instalada de 275 MW en cinco unidades de 55 MW cada una.
- Centrales de filo de agua: Las centrales de filo de agua únicamente aprovechan la energía cinética que el caudal del río les provee para que se convierta en energía eléctrica.

1.1.2.1. Costos variables

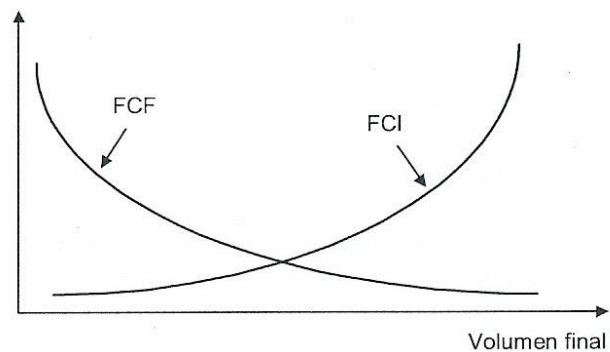
En las centrales con embalse de regulación anual los costos variables son de escasa significación, ya que el costo del agua es nulo, sin embargo, existe un valor estratégico que se asigna al agua para representar el costo de la energía térmica que ella sustituye en un determinado momento. Este valor es resultado del estudio de planificación de largo plazo.

1.1.2.2. Costo inmediato y costo futuro

En la planificación de largo plazo se realiza el análisis del beneficio inmediato del uso del agua con el beneficio futuro que resulta del almacenamiento de esta. Este problema se ilustra en la figura 2. La función de costo inmediato (FCI), mide los costos de generación térmica en la etapa t . Se observa que el costo inmediato aumenta en la medida que disminuye la energía

hidro disponible en la etapa, esto es en la medida que aumenta el volumen almacenado final.

Figura 2. **Costos inmediato y futuro**



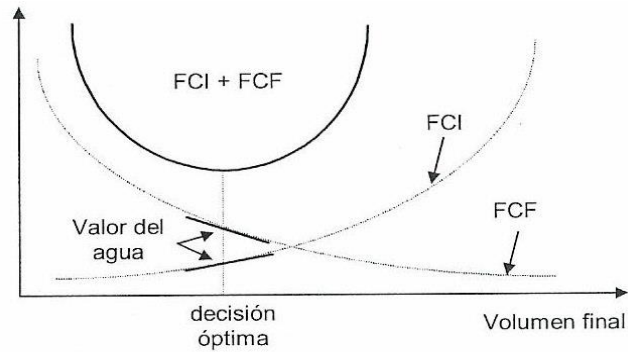
Fuente: LEAL CANTÉ, Elvis Noé. *Despacho económico de carga considerando restricciones en la red de transporte con el uso de técnicas de programación lineal*. p. 9.

A su vez, la función de costo futuro (FCF), está asociada al costo esperado de generación térmica y al racionamiento del final de la etapa t (inicio de $t + 1$) hasta el final del periodo de estudio. El costo futuro disminuye en la medida que aumenta el volumen almacenado final, pues habrá más energía hidro disponible en el futuro.

1.1.2.3. **Valor marginal del agua**

El uso óptimo del agua almacenada corresponde al punto que minimiza la suma de los costos inmediato y futuro. Como se muestra en la figura 3, el punto de mínimo costo global también es donde las derivadas de la FCI y de la FCF con respecto al almacenamiento son iguales. Estas derivadas son conocidas como valores del agua.

Figura 3. **Uso óptimo del agua**



Fuente: LEAL CANTÉ, Elvis Noé. *Despacho económico de carga considerando restricciones en la red de transporte con el uso de técnicas de programación lineal*. p. 10.

Guatemala cuenta con generación hidráulica efectiva entregada al sistema de 1 446,565 MW, esta generación está formada por centrales hidráulicas que se encontraban antes de la gestión del AMM con una capacidad entregada de 474,988 MW, hidroeléctricas que fueron instaladas a partir de la gestión del AMM con una capacidad entregada de 881,321 MW. Por último, generadoras distribuidas renovables hidráulicas con un total de potencia de 90,256 MW.

Tabla VII. **Principales centrales hidroeléctricas que conforman el parque generador de Guatemala**

HIDROELÉCTRICA	UNIDADES INSTALADAS	CAPACIDAD EFECTIVA AL SISTEMA(MW)
CHIXOY	5	285,401
HIDRO XACBAL	2	100,004
PALO VIEJO	2	87,381
AGUACAPA	3	79,742
JURÚN MARINALÁ	3	60,451
RENACE 1	3	66,788
HIDRO CANADA	2	45,928
LAS VACAS	3	41,004
EL RECREO	2	25,309
SECACAO	1	16,307
LOS ESCLAVOS	2	13,682
MONTECRISTO	2	13,042
PASABIEN	2	12,429
MATANZAS	1	11,808
POZA VERDE	3	9,881
RÍO BOBOS	1	10,349
CHOLOMA	1	9,527
SANTA TERESA	2	16,846
EL MANANTIAL	12	31,72
EL COBANO	2	8,851
OXEC	2	24,838
HIDROELECTRICA LA LIBERTAD	1	9,554
RENACE II	4	113,964
RAAXHA	2	4,425
RENACE III	3	66,005
EL RECREO II	2	21,985
OXEC II	3	57,947
XACBAL DELTA	2	58,404

Fuente: elaboración propia.

1.1.3. Centrales térmicas

Las centrales térmicas aprovechan la energía térmica de combustión de algunos combustibles sólidos, líquidos o gaseosos. Se puede aprovechar la combustión de los combustibles por medio de la producción de vapor en una caldera, este vapor alcanza una alta presión y es la que hace girar la turbina del generador. Este sería el caso para el uso de los combustibles sólidos como el carbón o la biomasa.

También se puede aprovechar la combustión de los combustibles líquidos como el diésel o el bunker, para que motores de combustión interna logren girar la turbina de la unidad generadora. Los turbogeneradores también están contemplados dentro de las centrales térmicas pues aprovechan los gases de expansión del combustible para hacer girar la turbina y realizar el proceso de conversión de energía.

1.1.3.1. Costos variables y fijos

Las plantas térmicas para poder generar energía eléctrica deben incurrir en variados costos, normalmente estos costos se dividen en: costo fijo, que es el costo asociado a la inversión; más los costos de operación y mantenimiento fijos, necesarios para mantener la central de generación disponible. El costo variable, específicamente se refiere a los costos de los diferentes tipos de combustibles que se utilizan como materia prima para generar energía eléctrica.

Adicionalmente pueden existir algunas variables que se toman como costos variables como el transporte de los combustibles. Para obtener el costo total es necesario expresar ambos costos en US\$/MWh, existe una relación

inversa entre ambos costos si se les compara por tecnología, pues las centrales con menores costos fijos suelen tener mayores costos variables y viceversa, todo esto unido a la necesidad de mantener capacidad instalada disponible para cubrir la demanda en todo momento, hace que la solución más eficiente (la de menor costo posible) es que el parque generador, esté compuesto por una combinación de tecnologías de generación.

Los costos variables C_j (US\$/MWh) de combustible generalmente representan más de la mitad del costo total. En términos de modelación, los costos variables de las centrales térmicas, para estudios de operación económica, en general se utilizan como un modelo del tipo eficiencia entrada y salida. La entrada puede ser el consumo de combustible (unidades de combustible) y la salida es la energía eléctrica en MW.

Entonces los costos variables C_j se definen como el consumo específico (unidades de combustible/MWh) necesario para producir energía eléctrica, multiplicado por el precio del combustible (US\$/unidad de combustible), más los costos de arranque y parada, y cualquier otro costo variable requerido.

$$C_j = \frac{\text{Unidades de combustible}}{\text{MWh}} \times \frac{\text{US\$}}{\text{Unidades de combustible}} = \frac{\text{US\$}}{\text{MWh}} \quad (\text{Ecuación 1})$$

El costo variable obtenido en la ecuación no depende de la generación de la planta.

1.1.3.2. Centrales geotérmicas

Estas 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, antes de ser utilizados por las turbinas de los generadores pasan por un proceso de secado y reaprovechamiento del vapor.

1.1.3.3. Cogeneración

La cogeneración tiene implícitos beneficios a nivel país como al sector industrial, desde el punto de vista país, se refleja en un ahorro de la energía primaria, petróleo, gas natural, carbón mineral y biomasa al hacer un uso más eficiente de los energéticos. El ahorro de energía primaria por las plantas de cogeneración se obtiene gracias a la generación de energía eléctrica, y dicho ahorro se otorga en su totalidad a dicha energía producida. El objetivo de todos los procesos de cogeneración es ahorrar combustible, y en consecuencia, emisiones de gases de efectos nocivos.

Como ejemplo se puede tomar los ingenios azucareros que producen energía eléctrica por medio de cogeneración; estos generan energía eléctrica que es utilizada para mover sus procesos de producción, y el vapor que ya fue utilizado para mover las turbinas, se reutiliza para calentar los procesos de refinado, purificación y otros. Se puede tomar como ejemplo el hecho de que en Guatemala los ingenios de azúcar entregan al Sistema Nacional Interconectado cerca de 693 MW, que en su mayoría, se generan con biomasa como combustible, esto a su vez significa que esta potencia no depende de los productos derivados del petróleo como combustible en las épocas de zafra.

Guatemala cuenta con generación efectiva entregada al sistema de 1 751,107 MW por parte de centrales térmicas, esta generación está formada por centrales térmicas que se encontraban antes de la gestión del AMM con

una capacidad entregada al sistema de 495,728 MW, centrales térmicas que fueron instaladas a partir de la gestión del AMM con una capacidad entregada al sistema de 1 203,071 MW, centrales geotérmicas con una potencia total de 39,276 MW y por último generadoras distribuidas renovables térmicas con un total de potencia de 13,032 MW. En la tabla VIII se encuentran las principales generadoras centrales térmicas de Guatemala.

Tabla VIII. **Generadoras térmicas que forman parte del parque generador de Guatemala**

CENTRAL GENERADORA TÉRMICA	UNIDADES INSTALADAS	CAPACIDAD EFECTIVA AL SISTEMA(MW)	TIPO DE TECNOLOGÍA
SAN JOSÉ	1	139,87	TURBINAS DE VAPOR
LA LIBERTAD	1	17,382	TURBINAS DE VAPOR
ARIZONA VAPOR	1	3,771	TURBINAS DE VAPOR
GENERADORA COSTA SUR	1	30,249	TURBINAS DE VAPOR
JAGUAR ENERGY	2	279,506	TURBINAS DE VAPOR
ARIZONA	10	161,018	MOTORES RECIPROCANTES
PUERTO QUETZAL POWER	10	56,794	MOTORES RECIPROCANTES
LAS PALMAS	5	67,0175	MOTORES RECIPROCANTES
GENOR	4	40,618	MOTORES RECIPROCANTES
GENERADORA DEL ESTE	10	70,473	MOTORES RECIPROCANTES
ELECTRO GENERACIÓN TÉRMICA	2	16,326	MOTORES RECIPROCANTES
TÉRMICA B-2	2	14,12	MOTORES RECIPROCANTES
COENESA	5	31,178	MOTORES RECIPROCANTES
ELECTRO GENERACIÓN CRISTAL BUNKER	5	6,255	MOTORES RECIPROCANTES
GENOSA	2	4,195	MOTORES RECIPROCANTES
TAMPA	3	14,704	MOTORES RECIPROCANTES
STEWART & STEVENSON	2	75,771	MOTORES RECIPROCANTES
STEWART & STEVENSON	1	21,459	MOTORES RECIPROCANTES
ESCUINTLA GAS 5	1	38,579	MOTORES RECIPROCANTES

Fuente: elaboración propia.

Tabla IX. **Centrales de biomasa y geotérmicas que forman parte del parque generador de Guatemala**

CENTRAL GENERADORA TÉRMICA	UNIDADES INSTALADAS	CAPACIDAD EFECTIVA AL SISTEMA(MW)	TIPO DE TECNOLOGÍA
MAGDALENA	5	91,977	BIOSMASA
BIOMASS	2	115,657	BIOSMASA
PANTALEÓN	2	23,536	BIOSMASA
PANTALEÓN BLOQUE 3	1	54,478	BIOSMASA
LA UNIÓN	1	41,44	BIOSMASA
SANTA ANA BLOQUE 1	1	24,617	BIOSMASA
SANTA ANA BLOQUE 2	1	45,339	BIOSMASA
MADRE TIERRA	2	28,2814	BIOSMASA
GENERADORA SANTA LUCIA	1	32,603	BIOSMASA
CONCEPCIÓN	1	20,574	BIOSMASA
TULULÁ	2	3,785	BIOSMASA
TULULÁ 4	1	10,854	BIOSMASA
TRINIDAD 3	1	13,669	BIOSMASA
TRINIDAD 4	1	34,638	BIOSMASA
TRINIDAD 5	1	46,142	BIOSMASA
EL PILAR 3	1	13,747	BIOSMASA
PALO GORDO BLOQUE 2	1	33,929	BIOSMASA
GENERADORA SAN ISIDRO	1	57,615	BIOSMASA
ORZUNIL	7	14,399	GEOTÉRMICA
ORTITLAN	2	20,833	GEOTÉRMICA

Fuente: elaboración propia.

1.1.4. Centrales eólicas

La energía eólica es obtenida directamente de la fuerza del viento, el cual es resultado de la diferencia de presión del aire creada por calentamiento del sol sobre la tierra, la atmósfera y el calor de la superficie; las diferencias de

presión resultante de este calentamiento producen viento. Actualmente la energía eólica es utilizada principalmente para la generación de energía eléctrica, por medio de aerogeneradores; Guatemala cuenta con una generación efectiva que se entrega al sistema por parte de centrales eólicas de 106,5 MW.

Tabla X. **Capacidad instalada de centrales eólicas en el parque generador de Guatemala**

CENTRAL EÓLICA	UNIDADES INSTALADAS	CAPACIDAD EFECTIVA AL SISTEMA(MW)
SAN ANTONIO EL SITIO	16	51,9
VIENTO BLANCO	7	23,1
LAS CUMBRES	15	31,5

Fuente: elaboración propia.

1.1.5. Centrales solares fotovoltaicas

Las centrales solares captan la energía de los rayos que emite el Sol a través de paneles solares, que no son más que fotoceldas concentradas en los paneles. La energía que captan es convertida en energía eléctrica, pero en forma de corriente directa y luego transformada en corriente alterna por medio de inversores para su uso. 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. La tabla XI muestra las centrales fotovoltaicas principales de Guatemala.

Tabla XI. **Capacidad instalada de centrales solares en el parque generador de Guatemala**

CENTRAL SOLAR	UNIDADES INSTALADAS	CAPACIDAD EFECTIVA AL SISTEMA(MW)
HORUS 1	8	50
HORUS 2	3	30

Fuente: elaboración propia.

1.1.6. **Demanda del Sistema Nacional Interconectado**

Los pronósticos de evolución de potencia y energía eléctrica incorporan un conjunto de incertidumbres de gran magnitud y de difícil cuantificación, por lo que es casi imposible asociar una función de probabilidades capaz de representar con precisión los aspectos aleatorios de las cargas del sistema. En la planificación de largo plazo las trayectorias de evolución de la demanda de energía eléctrica son determinadas por los escenarios del desarrollo socioeconómico. En el corto plazo predominan los factores coyunturales, así se examina, en cualquier caso, un rango de variaciones alrededor de cada trayectoria básica.

En conclusión, la demanda que se proyecte para realizar el despacho económico de corto plazo nunca será igual a la demanda real, pero, aunque el valor proyectado nunca sea igual al real, este deberá estar muy cerca para que la planificación de corto plazo sea eficiente.

1.2. Sistema Nacional Interconectado de Honduras

El sector energía eléctrica en Honduras fue manejado por las municipalidades hasta 1957, cuando la Junta Militar de Gobierno creó la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), que se encargó desde entonces de manejar totalmente la producción, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en Honduras.

En enero de 2014, el Congreso Nacional de Honduras aprobó con 95 de 128 votos a favor, la nueva Ley General de la Industria Eléctrica, que cambia fundamentalmente la manera en que operará la ENEE y por primera vez abre el camino a la inversión privada en todos los sectores del mercado energético (generación, distribución, comercialización y transmisión).

1.2.1. Evolución histórica

En 1957 la Junta Militar de Gobierno creó la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), que se encargó desde entonces de manejar totalmente la producción, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en Honduras. El primer proyecto de generación eléctrica realizado por la ENEE fue la central hidroeléctrica Cañaveral, de 29MW, luego la central hidroeléctrica Río Lindo, con una capacidad de 80MW, este proyecto incluyó la construcción de tres líneas de transmisión y subestaciones de alto voltaje para conectar estas centrales con los principales centros de demanda del país.

Debido a la creciente demanda de energía, se hizo necesaria la planificación de proyectos más grandes y es así como surge la central hidroeléctrica Francisco Morazán, con una capacidad de 300 MW. La demanda requerida por Honduras no podía ser cubierta únicamente por la ENEE, por lo

que fue necesario comprar electricidad a empresas privadas ELCOSA, ENCE y LUFUSA.

El Congreso Nacional aprobó el 4 de noviembre de 1994 la Ley Marco del subsector eléctrico, con la cual se constituye el ordenamiento jurídico que regulará la generación, transmisión, distribución, y comercialización de electricidad por parte de personas jurídicas o naturales y entes públicos, privados o mixtos, que participen en cualquiera de las actividades mencionadas. El 20 de mayo del 2014, se publicó en la Gaceta, diario oficial de la República de Honduras, la Ley General de la Industria Eléctrica, instruyendo en el Artículo 29: Modernización de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, a la Junta Directiva de ENEE a efecto de que con el objeto de modernizarse, antes del 1 de julio de 2015, se transforme en entidad y complete el proceso de escindirse en una empresa de generación, una de transmisión y operación del sistema, y al menos una de distribución, las cuales son entidades propiedad del Estado a través de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica como empresa matriz. Actualmente la ENEE inició la transformación.

1.2.2. Elementos que conforman el Sistema Nacional Interconectado de Honduras

El Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de Honduras se encuentra conformado por centrales generadoras eléctricas, líneas de transmisión, así como el equipo adicional necesario para lograr que el suministro de energía se realice con las características de continuidad de servicio, regulación de tensión y control de frecuencia.

1.2.2.1. Subestaciones eléctricas

De acuerdo con el informe de identificación de la red de transmisión regional del 2018, en la tabla XII se muestran los principales nodos que conforman la red de Honduras.

Tabla XII. Principales subestaciones que conforman la red de Honduras

SUBESTACIÓN	NIVEL DE VOLTAJE (kV)
CAÑAVERAL	138
EL CAJÓN	230
PAVANA	230
EL PROGRESO	138
CHOLOMA	138
LA PUERTA	138
RIO LINDO	138
TERMICA SULZER	138
CARACOL	138
SAN PEDRO SULA SUR	138
AGUA PRIETA	138
BECO	138
MERENDON	138
LUFUSSA TRES	230
LA VEGONA	230
SANTA LUCIA	230
AGUA FRIA	230

Fuente: elaboración propia.

1.2.2.2. Líneas de transmisión

Por ley, las redes de transmisión están sujetas a una regla de "acceso abierto". Las empresas operadoras de propiedad pública, privada o mixta pueden construir y poseer redes de transmisión. ENEE es la responsable de la

transmisión y de las operaciones del sistema a través de su centro de despacho.

En el caso de sistemas aislados, el principal generador es responsable de operar el sistema de transmisión y administrar el despacho. En la Tabla XIII se muestran las líneas principales de la red eléctrica de Honduras.

Tabla XIII. **Líneas de transmisión que pertenecen a la red de transmisión regional**

LÍNEA DE TRANSMISIÓN	NIVEL DE VOLTAJE (kV)	No. DE CIRCUITOS
PROGRESO - EL CAJÓN	230	1
EL CAJÓN - T43 CAJÓN	230	1
LA VEGONA - CAJÓN	230	1
PAVANA - AGUA CALIENTE	230	1
AGUA CALIENTE - LUFUSSA TÉRMICA	230	2
PRADOS - SANTA LUCIA	230	1
AGUA FRÍA - NUEVA NACAOME	230	1
AMARATECA - TONCONTIN	230	2
TONCONTÍN - AGUA CALIENTE	230	2
AGUA FRÍA - AGUA CALIENTE	230	1
CAJÓN - AMARATECA	230	1
EL BIJAGUAL - SANTA LUCIA	230	1
SUYAPA - CERRO DE HULA	230	1
SUYAPA - AMARATECA	230	2
SANTA LUCIA - PAVANA	230	1
AMARATECA - T43 AMARATECA	230	1

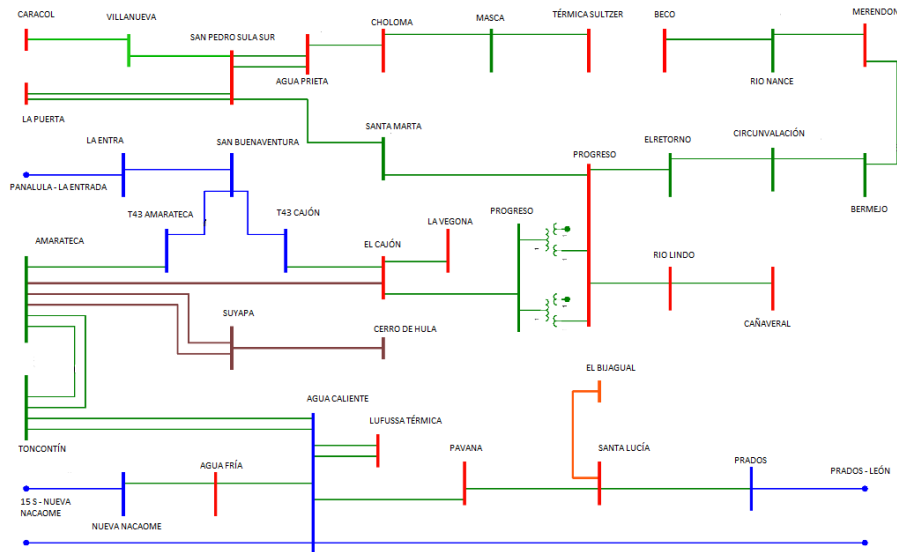
Continuación de tabla XIII.

LÍNEA DE TRANSMISIÓN	NIVEL DE VOLTAJE (kV)	No. DE CIRCUITOS
CAÑAVERAL - RÍO LINDO	138	1
RÍO LINDO - PROGRESO	138	1
TÉRMICA SULTZER - MASCA	138	1
MASCA - CHOLOMA	138	1
CHOLOMA - AGUA PRIETA	138	1
AGUA PRIETA- SAN PEDRO SULA SUR	138	2
LA PUERTA - SAN PEDRO SULA SUR	138	2
CARACOL - VILLANUEVA	138	1
VILLANUEVA - SAN PEDRO SULA SUR	138	1
SAN PEDRO SULA SUR - SANTA MARTA	138	1
SANTA MARTA - PROGRESO	138	1
BECO - RÍO NANCE	138	1
RÍO NANCE - MERENDÓN	138	1
MERENDON - BERMEJO	138	1
BERMEJO - CIRCUNVALACIÓN	138	1
CIRCUNVALACIÓN - EL RETORNO	138	1
EL RETORNO - PROGRESO	138	1

Fuente: elaboración propia.

En la figura 4 se muestra la red troncal que conforma el sistema eléctrico de potencia de Honduras el cual es publicado por el Ente Operador Regional.

Figura 4. Diagrama Unifilar RTR 2018 – Honduras



Fuente: Ente Operador Regional del Mercado eléctrico de America Central. *Identificación de la red de transmisión regional para el año 2018*. <https://www.enteoperador.org/>.

Consulta: 13 de enero de 2019.

- Líneas de interconexión con Honduras

El sistema eléctrico de Honduras se encuentra conectado con el resto de Centroamérica mediante interconexiones regionales con Guatemala, El Salvador y Nicaragua, todas a una tensión de 230kV y con una capacidad nominal de 300 MW, siendo así el único país de Centroamérica que cuenta con tres interconexiones eléctricas regionales, en la tabla XIV se muestran las interconexiones con los respectivos países con los cuales se está interconectado eléctricamente.

Tabla XIV. **Líneas de Interconexión de Honduras**

Línea de Transmisión	Nivel de Voltaje(kV)	País interconectado
15 de septiembre - Agua Caliente	230	El Salvador
Prados - León I	230	Nicaragua
Panaluya - La Entrada	230	Guatemala

Fuente: elaboración propia.

1.2.2.3. Centrales de generación eléctrica

La generación de energía eléctrica en Honduras ha venido evolucionando de una alta dependencia de la generación basada en derivados del petróleo importado, a una participación cada vez mayor de generación renovable. En 2012, 56,9 % de la producción total de electricidad era generada por centrales termoeléctricas convencionales, casi en su totalidad por medio de motores de velocidad que utilizan *fuel-oil* o combustible *bunker*, mientras que el restante 43,1 % en la producción total era generado por plantas de energía renovable.

La capacidad instalada creció en promedio levemente, 1,7 % de 2010 a 2013, con un incremento neto de 152 MW, principalmente como resultado de la adición de pequeñas plantas de energía renovable que venden electricidad a la ENEE. La capacidad instalada aumenta aceleradamente durante 2014-2015 con la entrada en operación de plantas de energía fotovoltaica. En un periodo de 6 años la capacidad instalada aumento en 637 MW. Actualmente Honduras cuenta con una capacidad total instalada de hidroeléctricas de 2 687,43 MW, se tiene una generación hidráulica total de 705,8 MW, el cual está conformada por 432,7 MW por centrales hidroeléctricas estatales y una capacidad instalada de

273,1 MW por parte de entidades privadas. En la tabla XV se muestran las principales hidroeléctricas que forman parte del parque generador de Honduras.

Tabla XV. **Principales hidroeléctricas que conforman el sistema eléctrico de Honduras**

HIDROELÉCTRICA	MW	PERTENECE
FRANCISCO MORAZÁN	300	ESTADO
RÍO LINDO	80	ESTADO
CAÑAVERAL	29	ESTADO
EL NÍSPERO	22,5	ESTADO
SANTA MARÍA DEL REAL	1,2	ESTADO
NACAOME	28	EMPRESA PRIVADA
LA ESPERANZA	12,7	EMPRESA PRIVADA
CUYAMAPA	12,2	EMPRESA PRIVADA
CUYAMEL	8	EMPRESA PRIVADA
CHAMELECON	11,2	EMPRESA PRIVADA
MORJAS	8,6	EMPRESA PRIVADA
AURORA	9	EMPRESA PRIVADA
VEGONA	23,8	EMPRESA PRIVADA
MEZAPA	10,5	EMPRESA PRIVADA
SHOL	24	EMPRESA PRIVADA
HIDRO XACBAL	10	EMPRESA PRIVADA
PENCALIGUE	17,96	EMPRESA PRIVADA
PURINGLA SAZAGUA	7,4	EMPRESA PRIVADA

Fuente: elaboración propia.

El país de Honduras cuenta con generación efectiva entregada al sistema de 1 065,1 MW por parte de centrales térmicas, esta generación está formada por centrales que generan a base de motores *bunker* y turbinas de gas capacidad entregada al sistema de 895,1 MW, centrales térmicas a base de carbón con una capacidad de 135 MW, centrales geotérmicas con una potencia

total de 35 MW. En la tabla XVI se encuentran las principales generadoras térmicas de Honduras.

Tabla XVI. Principales hidroeléctricas que conforman el sistema eléctrico de Honduras

CENTRAL GENERADORA TÉRMICA	CAPACIDAD EFECTIVA AL SISTEMA(MW)	TIPO DE TECNOLOGÍA	PERTENECE
SANTA FE	5	MDMV - BUNKER	ESTADO
LA CEIBA	26,6	MDMV - BUNKER	ESTADO
LP_HITACHI	18	TURBINA DE GAS	ESTADO
LP_GEN_ELEC	15	TURBINA DE GAS	ESTADO
LAEISZ	15	MDAV - BUNKER	EMPRESA PRIVADA
LAEISZ	5	MDAV - BUNKER	EMPRESA PRIVADA
NAINSA	20	MDAV - BUNKER	EMPRESA PRIVADA
LAEISZ CEIBA	20	MDAV - BUNKER	EMPRESA PRIVADA
EMCE CHOLOMA	60	MDMV - BUNKER	EMPRESA PRIVADA
ENERSA	230	MDMV - BUNKER	EMPRESA PRIVADA
CONVENIO LUFUSA	33,5	TURBINA DE GAS	EMPRESA PRIVADA
LUFUSSA VALLE	80	MDMV - BUNKER	EMPRESA PRIVADA
LUFUSSA III	210	MDMV - BUNKER	EMPRESA PRIVADA
ELCOSA	80	MDMV - BUNKER	EMPRESA PRIVADA
ALSTHON (VETASA)	25	MDMV - BUNKER	EMPRESA PRIVADA
GREEN VALLEY	14	MDMV - BUNKER	EMPRESA PRIVADA
COGENERSA	17	MDMV - BUNKER	EMPRESA PRIVADA
ELCATEX	21	MDMV - BUNKER	EMPRESA PRIVADA
ENVASA	21	TURBINA DE VAPOR	EMPRESA PRIVADA
CELSUR	18,8	TURBINA DE VAPOR	EMPRESA PRIVADA
BECOSA	60	TURBINA DE VAPOR	EMPRESA PRIVADA
JAGUAR	15	TURBINA DE VAPOR	EMPRESA PRIVADA
GEO-PLATANARES	35	GEOTÉRMICA	EMPRESA PRIVADA
ORAZUL	10,25	TURBINA DE VAPOR	EMPRESA PRIVADA
QUETZAL GUATEMALA	10	TURBINA DE VAPOR	EMPRESA PRIVADA

Fuente: elaboración propia.

Honduras también posee generación a base de biomasa, cuenta con una capacidad instalada de 209,7 MW, en la tabla XVII se muestran los cogeneradores que forman parte del parque generador de Honduras.

Tabla XVII. **Principales hidroeléctricas que conforman el sistema eléctrico de Honduras**

CENTRAL COGENERADORA	CAPACIDAD EFECTIVA AL SISTEMA(MW)	TIPO DE TECNOLOGÍA
LA GRECIA	25,5	BIOMASA
TRES VALLES	12,3	BIOMASA
CAHSA	30	BIOMASA
AZUNOSA	14	BIOMASA
CHUMBAGUA	20	BIOMASA
ECOPALSA	1,3	BIOMASA
CELSUR	18,8	BIOMASA
YODECO	0,3	BIOMASA
ACEYDESA	1,1	BIOMASA
MERENDON (MPP)	18	BIOMASA
CARACOL KNITS	18	BIOMASA
PALMASA	1,7	BIOMASA
BIOGAS Y ENERGIA S.A.	1,2	BIOMASA
EXPORTADORA DEL ATLANTICO	2,6	BIOMASA
HONDURAS HPGC (GPP)	45	BIOMASA

Fuente: elaboración propia.

El Gobierno de la República a través de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) fomenta la inversión en generación de energía renovable, proyectos que han coadyuvado a la diversificación y reversión de la matriz eléctrica a nivel nacional. Entre los principales proyectos en materia de energía limpia, se destacan Patuca III, parques fotovoltaicos de la zona sur del país y las plantas eólicas en Francisco Morazán y Choluteca. Otra de las fuentes de energía renovable que han contribuido a la reversión de la matriz energética, es la generación eólica, registrándose dos parques de energía producida por el viento, uno se ubica en la zona de Cerro de Hula al sur del Distrito Central y el

otro en el municipio de San Marcos de Colon, departamento de Choluteca, ambas plantas generan 175 megavatios.

Estos 2 tipos de energía renovable aportan una capacidad total de 706,9 MW, este total está conformado por 481,9 MW de centrales solares y 225 MW por centrales eólicas. En la tabla XVIII se muestran las principales centrales solares y eólicas que forman parte de la matriz energética de Honduras.

Tabla XVIII. **Principales centrales eólicas y solares de Honduras**

CENTRAL GENERADORA	CAPACIDAD EFECTIVA AL SISTEMA(MW)	TIPO DE TECNOLOGÍA
ENERBASA	24	FOTOVOLTAICA
MARCOVIA	35	FOTOVOLTAICA
COHESSA	50	FOTOVOLTAICA
SOPOSA	50	FOTOVOLTAICA
MECER	25	FOTOVOLTAICA
LLANOS DEL SUR	14	FOTOVOLTAICA
LOS POLLITOS	20	FOTOVOLTAICA
FOTERSA	20	FOTOVOLTAICA
CINCO ESTRELLAS	50	FOTOVOLTAICA
CHOLUTECA UNO	20	FOTOVOLTAICA
CHOLUTECA DOS	30	FOTOVOLTAICA
PRODERSSA	50	FOTOVOLTAICA
PACIFIC (NACAOME 1)	21	FOTOVOLTAICA
HELIOS	25	FOTOVOLTAICA
LAJAS	11,9	FOTOVOLTAICA
FRAY LAZARO	5	FOTOVOLTAICA
PRADOS SUR	31	FOTOVOLTAICA
MESOAMERICA	125	EÓLICA
SAN MARCOS	50	EÓLICA
CHINCHAYOTE	50	EÓLICA

Fuente: elaboración propia.

1.2.3. Contratos de suministro de energía (PPA)

Debido a la estructura del mercado eléctrico de Honduras, prácticamente la totalidad de los generadores privados tienen una operación comercial basada en Power Purchase Agreements (PPA) con la ENEE como contraparte.

La modalidad de los contratos difiere, pero el despacho de las plantas se realiza en función de los costos o precios variables de producción, y de las condiciones técnicas y de seguridad de suministro. Los contratos con las plantas térmicas privadas se han ido firmando a lo largo de los años, y fueron sistemáticamente renovados para garantizar el abastecimiento de la demanda. Especialmente en los últimos años las renegociaciones de los PPA térmicos permitieron reducir las tarifas de compra de energía que pagaba la ENEE.

Tabla XIX. **Contratos con plantas térmicas actuales**

NOMBRE	PUBLICACIÓN EN LA GACETA O FIRMA DEL CONTRATO	FECHA DE TERMINACIÓN DEL CONTRATO
EMCE (10 MW), BUNKER	24/04/1999	05/12/2019
EMCE (40 MW),	16/06/1998	06/12/2019
LUFUSSA II, BUNKER	18/06/1998	17/05/2019
LUFUSSA II,	10/04/1999	18/06/2019
CELSUR CARBÓN	11/07/2013	11/10/2019

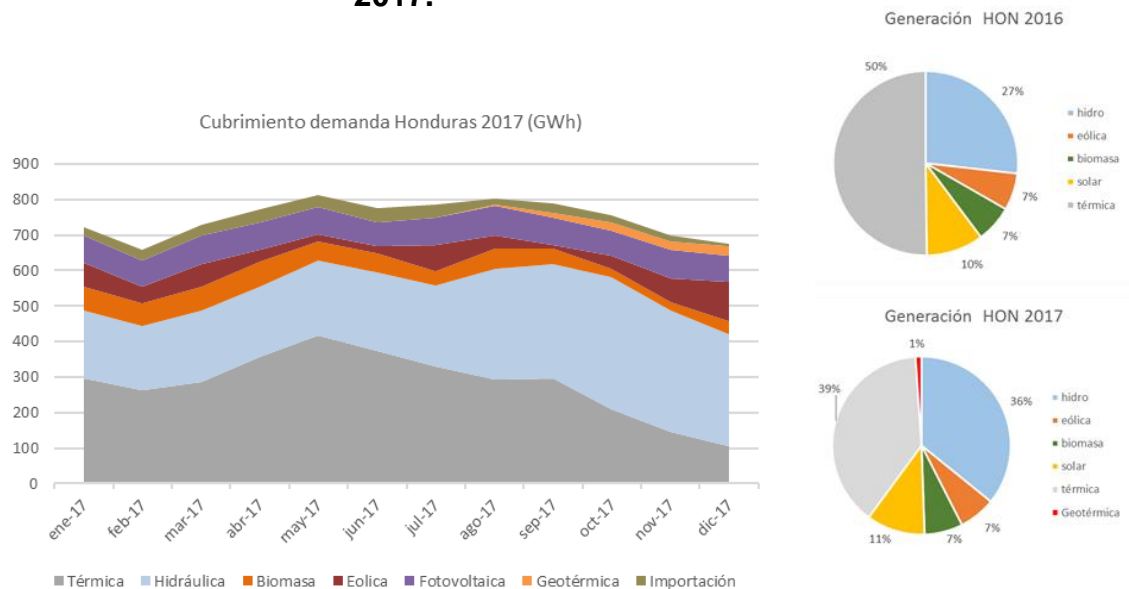
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica. *Boletín Estadístico 201*. <http://enee.hn/>.

Consulta: 20 de enero de 2019.

1.2.4. Demanda típica del sistema eléctrico de Honduras

Según publicaciones estadísticas de la ENEE, se observa que, para dar abastecimiento a la demanda Honduras se dispone de 2 751 MW de generación instalada, compuesta por: térmicas 34 %, hidroeléctricas 26 %, fotovoltaica 18 %, eólica 9 %, biomasa 8 %, carbón 4 % y geotérmica 1 %. Demanda que finalmente fue cubierta en el año 2017 principalmente por centrales térmicas a base de motores recíprocos cuya materia prima es el diésel en un 41 %, seguida del aporte por las centrales hidroeléctricas con 35 %, solar 11 %, biomasa 7 %, eólica con 6 % y por las importaciones provenientes del Sistema Eléctrico Regional con 4 %.

Figura 5. **Abastecimiento de la demanda de Honduras, año 2016 y 2017.**



Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica. *Boletín Estadístico 201*. <http://enee.hn/>.

Consulta: 21 de enero de 2019.

Al analizar el aporte térmico en el abastecimiento de la demanda, se observa que el mismo se concentra principalmente en tres centrales, con un 75 % del abastecimiento total del aporte térmico:

Tabla XX. **Abastecimiento de la demanda por centrales térmicas de mayor capacidad de generación.**

Enersa de 200 MW en zona Norte	cubrió el 16 % de la generación de Honduras	Factor de Planta: 0,81
Lufussa III de 210 MW en zona Sur	Cubrió el 11 % de la generación de Honduras	Factor de Planta: 0,51
Elcosa de 60 MW en zona Norte	Cubrió el 2 % de la generación de Honduras	Factor de Planta: 0,24

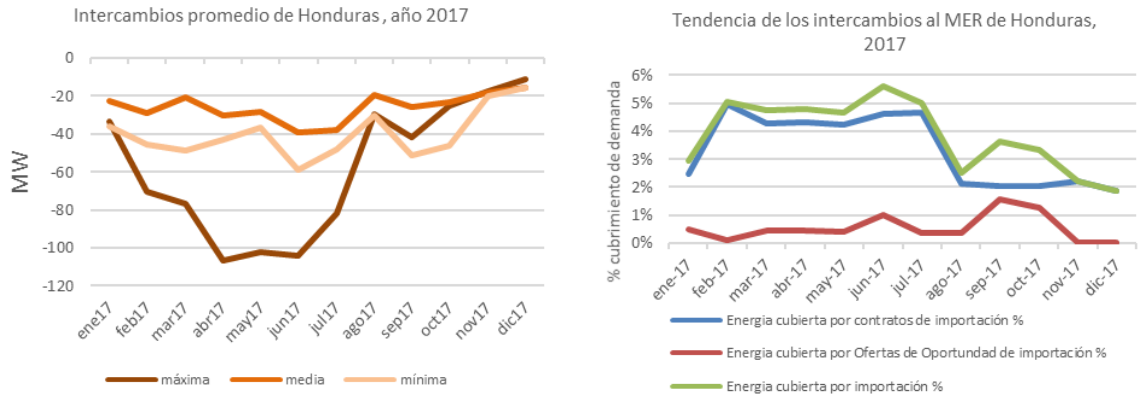
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica. *Boletín Estadístico 201*. <http://enee.hn/>.

Consulta: 21 de enero de 2019.

1.3. Tendencia con intercambios al Mercado Eléctrico Regional (MER).

Para el año 2017, se observa una tendencia de Honduras a la importación en el MER con 27,7 GWh/mes promedio para el año 2017. Con lo cual se dio abastecimiento del 4 % a la demanda hondureña. De las gráficas de la figura 9, resalta la predominancia de importar mayormente en la demanda máxima de los meses de época. También se observa un cambio en la tendencia de importación a partir del mes de agosto, lo cual se explica por el incremento de aporte hidrológico de la época lluviosa, a lo que se suma el aporte de una nueva central geotérmica de 35 MW.

Figura 6. **Intercambios de Honduras al MER en 2017, y su peso en el abastecimiento de la demanda hondureña**



Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica. *Boletín Estadístico 201*. <http://enee.hn/>.

Consulta: 22 de enero de 2019.

2. DESPACHO ECONÓMICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2.1. Variables que considerar en un despacho económico en un sistema eléctrico de potencia

Un despacho de generación eléctrica debe tomar en cuenta las características técnicas operativas y las restricciones que cada central posee dependiendo el tipo de tecnología a la que pertenece.

2.1.1. Características técnicas de hidroeléctricas

Para llevar a cabo la optimización del despacho de centrales hidroeléctricas existen diversas restricciones y asimismo se debe de tomar en cuenta el tipo de regulación del recurso hídrico que se posee. Otro aspecto importante es la configuración de su estación hidrológica, esto debido a las centrales que se encuentran en cascada, cuya operación de una tiene incidencia en las otras. Esta optimización es realizada en función al caudal declarado por cada central que conforma el parque generador y el volumen de agua que se encuentra en su embalse, esto dependiendo si la hidroeléctrica posee embalse de regulación o no.

2.1.1.1. Nivel de embalse

Es una función no lineal del volumen del agua almacenada. Las unidades de medidas normalmente adoptadas son (msnm) y (Hm^3), para el nivel del embalse y volumen de agua acumulada, respectivamente.

El volumen de agua acumulada en el embalse puede dividirse en tres tipos de volumen: volumen útil, volumen de seguridad y volumen muerto.

- Nivel de embalse muerto (NME): es el nivel mínimo de agua en el embalse. Delimita superiormente el volumen muerto del embalse el cual debe exceder en capacidad al volumen de sedimentos calculados durante la vida útil, con el fin de que el embalse los pueda contener.
- Nivel mínimo de operación del embalse (NMOE): este nivel delimita superiormente el volumen generado por la altura mínima del agua necesaria para el correcto funcionamiento de toma de agua, la que se sitúa por encima del nivel mínimo de agua en el embalse.
- Nivel máximo de operación: se presenta temporalmente durante la creciente de los ríos, dando lugar al volumen forzado del embalse, el cual puede ser usado en algunos casos, pero por lo general es evacuado por medio de vertedero de preseas. Este nivel es delimitado por la cota máxima, en caso de ser sobrepasada por el nivel del agua del embalse define el estado inminente de colapso de la central.

2.1.1.2. Caudal turbinado

Es el caudal que fluye por las turbinas y es aprovechado para la generación de energía eléctrica. El caudal turbinado para ciertas hidroeléctricas que poseen aportes laterales de otros ríos, lagos, entre otros. Este compuesto por el caudal que entra a la cuenca y los aportes laterales. Para hidroeléctricas a filo de agua, el caudal entrante es igual al caudal turbinado, ya que estas centrales no tienen la capacidad de almacenamiento del recurso hídrico.

2.1.1.3. Caudales afluentes

El caudal entrante a un embalse es aquel que llega al embalse a través de la fuente de recurso hídrico (ríos, lagos, entre otros.).

2.1.1.4. Factor de productividad

El factor de productividad es la relación entre la potencia máxima y el caudal de diseño.

$$fp = \frac{P_{max}}{Q_{diseño}} \quad (\text{Ecuación 2})$$

Establece cuánta unidad de potencia es producida por cada unidad de caudal turbinado.

El FP por tanto depende de las condiciones operativas.

- Se puede estimar un FP asociado a la capacidad máxima de la unidad generadora. En este caso, se debe evaluar el rendimiento del conjunto turbina generador para cada valor del salto y del caudal turbinado máximo.
- Se puede estimar un FP asociado al rendimiento máximo. En este caso, se debe evaluar el caudal turbinado para el punto de mayor rendimiento del conjunto turbina generador asociado a cada valor de salto.
-

2.1.1.5. Zona prohibida de generación

Existen centrales que poseen zonas “prohibidas” de generación debido a restricciones operativas de cada generador, tales como trepidación, donde no es posible operar abajo de un dado nivel de caudal turbinado.

Esa conjunción de valores mínimos operativos de cada unidad generadora puede crear zonas “prohibidas” de generación en la central.

2.1.1.6. Oferta de energía

Los generadores hidráulicos pueden hacer ofertas económicas para “vender” la energía generada bajo precio definido por etapa. Esta restricción solo es aplicable en ambientes de mercado, donde las ofertas de energía hidráulica son permitidas.

2.1.1.7. Vertimiento

Caudal o volumen no utilizado de los reservorios (naturales o artificiales) originados por los excesos en los límites de capacidad nominal de los embalses, o provocados en forma natural (abundancia de aporte natural), o en forma accidental o por una descoordinación en la operación.

El vertimiento de central es la condición en la que el caudal del río que alimenta a una central es mayor al caudal turbinable por dicha central, no existiendo ninguna capacidad de embalse adicional

2.1.2. Características técnicas de centrales térmicas

Dentro del conjunto de plantas térmicas que participan en un mercado eléctrico, se encuentran las plantas que operan a ciclo simple (o ciclo abierto) y las que operan mediante un ciclo combinado, las cuales se conocen también como Cogeneradores. Las plantas térmicas de ciclo simple son aquellas que utilizan gas o carbón como combustible para generar energía, y luego del proceso termodinámico expulsan el vapor caliente que sale de la caldera a

través de una chimenea al medio ambiente; mientras que las plantas de ciclo combinado se caracterizan por la reutilización de ese vapor, el cual, por medio de calderas de recuperación, sirve de combustible para alimentar unas turbinas adicionales y así generar más energía, o en algunos casos para atender procesos industriales que requieren de vapor caliente para alimentar sus hornos, máquinas, entre otros.

La principal ventaja de utilizar el ciclo combinado es su alta eficiencia, ya que se obtienen rendimientos superiores a los obtenidos por una central de ciclo simple, además es la tecnología que menos contamina de todas las industrias de producción de electricidad, que quema el combustible fósil, características que han provocado un aumento significativo en la instalación de esta tecnología en los diferentes mercados durante las últimas dos décadas.

Los modelos de despacho económico encuentran un programa óptimo y factible para las plantas térmicas de ciclo simple, para lo cual incorporan en su modelo matemático las restricciones asociadas al tiempo en línea y fuera de línea de las unidades, mínimos y máximos de generación, restricciones de tiempos de aviso, tiempos de calentamiento, y se han desarrollado modelos lineales que representan las máximas variaciones que pueden tener las máquinas entre un período y otro según su velocidad de toma de carga y descarga, comportamiento que en la realidad tiene una tendencia no lineal por su dependencia de la temperatura de la caldera.

2.1.2.1. Límites de producción de generación

La generación debe respetar el mínimo y el máximo técnico, una vez la unidad se encuentre en línea, las restricciones de los componentes de estas centrales de generación eléctrica definen zonas seguras de operación, que

garantizan el funcionamiento en varias condiciones de demanda de potencia activa y reactiva, estos límites son de acuerdo al diseño y eficiencia del equipo que posee la central, cuando sus condiciones de funcionamiento difieren de estos límites, sus componentes están expuestos a problemas de sobrecalentamiento, esfuerzos anormales mecánicos y eléctricos afectando la vida útil de la central térmica.

2.1.2.2. Límites de rampas de toma y descenso de carga

Entre un período y otro, la unidad puede tener un máximo de variación de potencia de acuerdo con los parámetros declarados de rampas de aumento y disminución. Debido a las características de generación de las unidades térmicas, estas no pueden variar libremente la generación entre un período y otro, tanto para aumentar como para disminuir la cantidad de MW, muchas veces por las características de sus calderas o por los ciclos térmicos que utilizan para la generación.

2.1.2.3. Tiempos mínimos en línea y fuera de línea

Cuando se arranca una unidad se debe respetar el tiempo mínimo en línea (TML) y cuando se apaga una unidad se debe respetar el tiempo mínimo fuera de línea (TMFL). El conjunto de restricciones compuestas por variables que dependen de otros períodos, como por ejemplo las mencionadas para los TML y TMFL, obligan a que el problema de despacho necesariamente se modele como un problema acoplado para todo el horizonte de optimización, o sea, no se puede obtener el menor costo de operación del sistema analizando cada uno de los períodos de manera independiente, sino que se tiene que analizar todo el conjunto de períodos como un solo problema, ya que las soluciones que se

encuentren para un período determinado tienen impacto sobre los otros períodos.

2.1.2.4. Tiempo mínimo con carga estable para centrales de vapor

Esta restricción se aplica aquellas unidades (generalmente a vapor) que deben permanecer un número mínimo de horas con carga estable antes de poder modificar el sentido de variación de carga. Estas unidades presentan la restricción de que no pueden reducir su producción en una hora, si la producción estuvo creciente en las horas anteriores.

2.1.2.5. Tiempo mínimo para arranque.

En algunas unidades térmicas hay un tiempo mínimo para el arranque que depende de la temperatura del generador. En otras palabras, con base en el estado térmico del generador, el arranque puede tomar tiempos mínimos distintos hasta el sincronismo con la red de transmisión. Análogamente, no pueden aumentar su producción en una hora t , si la producción fue decreciente en las horas anteriores. Así, en los dos casos la unidad debe permanecer en carga estable por un mínimo número de horas antes de poder apocar o aumentar su potencia.

2.1.2.6. Zona prohibida de generación

Así como para algunos generadores hidráulicos, que poseen zonas prohibidas de generación debido a cavitación de las turbinas, es posible definir zonas prohibidas (límite mínimo y máximo) de operación para las centrales

térmicas. Normalmente están relacionadas con intervalos de generación inestables y por esta razón, no son operacionales.

2.1.3. Características técnicas de centrales eólicas y solares

En la última década, la preocupación de la sociedad por el medio ambiente ha crecido de manera importante. La necesidad de disminuir la contaminación causada por la generación de electricidad a partir de carbón, gas y diésel (combustibles fósiles) ha llevado al desarrollo de tecnologías que tienen un menor impacto ambiental. Además, la creciente utilización de los combustibles fósiles cuestiona la disponibilidad y costos de estos a futuro. Es por esto que durante las últimas décadas se han desarrollado tecnologías de generación renovable que permitan disminuir la polución y la dependencia de los combustibles fósiles.

Ambientalmente se pueden identificar beneficios netos importantes asociados a este tipo de generación. Sin embargo, dada la gran incertidumbre y variabilidad en la disponibilidad de tales recursos es un gran desafío su integración al sistema eléctrico.

La variabilidad y la incertidumbre son dos conceptos muy relevantes en relación con la generación de energía renovable. La variabilidad se refiere al comportamiento inconstante de un fenómeno, debido al cambio en una condición. Por ejemplo, la generación de energía solar fotovoltaica puede variar esto, ya que no se tiene establecido un horario en el que entra y sale el sol. La incertidumbre se refiere a que un fenómeno sea difícil de predecir con precisión, y por ende no se puede pronosticar su comportamiento para un evento específico. Por ejemplo, la generación de energía eólica se define como

incierto, ya que depende de la velocidad del viento, la que no se puede caracterizar con precisión.

2.1.3.1. Operación de generadores eólicos

Si bien el viento es variable, no es completamente aleatorio, En escalas de tiempo, que son relevantes para los operadores de sistemas de potencia, el viento es estadísticamente predecible (lo es en el mismo sentido que la demanda). El grado de exactitud dependerá de entender la naturaleza del viento, de exactitud de las mediciones, de la capacidad de las herramientas matemáticas y computacionales y del periodo de tiempo que se quiere predecir. Pronosticar la velocidad y la duración de los vientos para planificar el despacho diario de todo el sistema, es un área de investigación que se encuentra muy activo, el pronóstico de vientos se usa para realizar las proyecciones de la energía producida esperada.

La generación eólica difiere de la generación convencional en un cierto número de importantes aspectos:

- El “combustible” viento es una fuente intermitente de energía.
- El “combustible” viento tiene una alta variabilidad.
- El parque eólico debe ubicarse donde se encuentra el recurso viento que puede o no estar cerca de la demanda o de la red de transmisión. Los sitios muy buenos pueden estar más lejos de la demanda que los sitios que están disponibles para competir con las fuentes de combustibles fósiles.

Esta naturaleza intermitente y variable del viento puede causar problemas al sistema eléctrico, con relación al grado de calidad y confiabilidad que debe

tener el suministro de energía eléctrica. Uno de los principales aspectos que interviene en el análisis de intermitencia es la incerteza en el pronóstico del viento, provocando desvíos en la programación diaria de generación. Estas centrales son programadas de acuerdo con proyecciones diarias siempre teniendo en cuenta los aspectos antes mencionados.

2.1.3.2. Operación de generadores solares

En la operación de centrales solares se tienen varias limitaciones:

- Limitaciones en el horario solar. Hay que tener en cuenta que en determinadas zonas el horario solar es más corto. Los países nórdicos, por ejemplo, durante los días de invierno las horas solares son muy pocas. Además, la inclinación del Sol respecto a la superficie varía durante los diferentes días del año. La variación de la inclinación de la radiación sola influye en el rendimiento de los paneles solares.
- Limitaciones para almacenar la energía generada. Debido a que las horas donde se puede obtener energía eléctrica no siempre coinciden con las horas en que se necesita conviene almacenar la energía. Para ello, existen baterías solares y depósitos de agua caliente, pero la eficiencia todavía es muy baja.

2.1.4. Despacho hidrotérmico

Cuando se analiza la generación eléctrica se considera tanto la capacidad de generación como la producción de electricidad debido, principalmente, a que la electricidad no se puede almacenar a costos razonables. Ello hace que para

poder cubrir los requerimientos de la demanda en todo momento se tenga que tener capacidad instalada, que en algunos períodos no es plenamente utilizada.

El despacho de sistemas térmicos se resuelve cargando las plantas en orden creciente con respecto al costo variable declarado, hasta suministrar la demanda. 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 entre otros), la característica de operación térmica que está basada en un desacoplo con el tiempo, es decir que una decisión operativa de un día no afecta los siguientes días de la semana, al igual que en los periodos horarios.

Las hidroeléctricas tienen la característica de que pueden utilizar la energía “gratis” que está almacenada en los embalses con el fin de la atención a la demanda, disminuyendo el uso de unidades termoeléctricas evitando así el gasto de combustible. No obstante, esta característica se ve limitada por la capacidad de almacenamiento en los embalses, esto introduce una dependencia entre los costos operativos de hoy y del futuro, ya que, si se utiliza la energía almacenada en los embalses hídricos, se vería afectado el futuro debido a que ocurriría una sequía severa afectando el costo operativo en el futuro por la decisión de la disminución de este en el presente. 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.

2.1.4.1. Modelo sin considerar pérdidas en la red de transmisión

En este modelo no se considera la red de transmisión y sus pérdidas asociadas; lo que equivale a suponer que la generación como la carga se encuentran concentradas en el mismo nodo, despreciando posibles restricciones de transporte y pérdidas por efecto Joule.

Los generadores son despachados hasta que la suma de la generación despachada sea igual a la demanda total del sistema. Estos generadores son despachados de acuerdo con una lista de mérito, el cual es el conjunto de generadores ordenados según su costo variable y esta lista va en orden creciente de precio, esto quiere decir que el generador más económico se despacha primero como generación base y el de más alto costo de último se despacha. El último generador despachado, cuya generación cubrirá los incrementos de la demanda, es llamado generador marginal, cuyo costo operativo será el precio de oportunidad de la energía POE o el llamado precio *Spot*. En la siguiente tabla se muestra un ejemplo del ordenamiento de los generadores por medio de la lista de mérito.

Tabla XXI. **Ejemplo de una lista de mérito sin considerar pérdidas en la red**

No.	Nombre	MW	Costo (\$/MWh)
1	Generador 1	20	5
2	Generador 2	10	10
3	Generador 3	15	15
..	Generador...
x	Generadorx	MWx	x

Fuente: elaboración propia.

Como se ve en la tabla se va apilando los generadores no importando la capacidad que tienen sino el costo que estos generadores tienen, del costo más bajo al costo más alto. Esto se explica como un ejemplo trivial, para fines didácticos y de fácil entendimiento. Se aclara que un despacho económico es más complejo que una simple apilación del costo más económico al de más alto costo.

2.1.4.2. Modelo considerando pérdidas en la red de transmisión

Este modelo considera las pérdidas producidas por el efecto Joule en la red de transmisión, existen varias formas de modelar este sistema con pérdidas. Tomando un el modelo simple y utilizando el sistema de factor de pérdidas nodales (FPN) se puede realizar un modelo incluyendo las pérdidas de una forma simple y sin complicaciones Las posibles restricciones de transporte son despreciadas.

El cálculo de los FPNs que se utiliza es independiente del sistema de optimización, se calculan por medio de un simulador de flujos de carga donde se toman escenarios de demanda y se calculan las pérdidas del sistema bajo un escenario inicial para cada nodo de generación y demanda, posterior se incrementa un MW en todos los nodos de demanda y se calculan nuevamente las pérdidas. Con estos dos escenarios se obtiene el delta de pérdidas y se procede a calcular el factor de pérdidas para cada generador.

2.1.4.3. Factor de pérdidas nodales (FPN)

El factor de pérdidas nodales de energía FPN_i de un nodo "i", 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.

$$FPNI = 1 - \left[\frac{\Delta \text{perdidas}}{1MW} \right] \quad (\text{Ecuación 3})$$

Este factor de pérdidas nodales afecta el despacho de los generadores ya que incide en el costo operativo declarado por cada generador que conforma el parque de generación. Al considerar las pérdidas a través del FPNI, el costo operativo declarado por el generador ya no se ingresará directamente en la lista de mérito, como se hizo en el modelo anterior en el cual no se consideran las pérdidas en la red, sino que habrá que aplicarle la siguiente ecuación.

$$LDM = \frac{Cg}{FPNi} \$/MWh \quad (\text{Ecuación 4})$$

Donde:

- LDM: costo en lista de mérito.
- Cg: costo operativo declarado por el generador
- FPNi: factor de pérdidas nodales de la energía.

Para ejemplo se utilizará el ya planteado en la sección 2.2.3.1, considerando un FPNI de 0,98, 0,99 y 0,82 respectivamente para cada generador. La lista de mérito aplicando estos factores de pérdidas nodales queda de la siguiente forma.

$$LDM1 = \frac{5}{0,98} = 5,1 \$/MWh \quad (\text{Ecuación 5})$$

$$LDM1 = \frac{10}{0,99} = 10,1 \text{ \$/MWh} \quad (\text{Ecuación 6})$$

$$LDM1 = \frac{15}{0,82} = 18,29 \text{ \$/MWh} \quad (\text{Ecuación 7})$$

Tabla XXII. **Ejemplo de una lista de mérito considerando pérdidas en la red**

	Nombre	MW	Costo (\\$/MWh)
1	Generador 1	20	5,1
2	Generador 2	10	10,1
3	Generador 3	15	18,29
..	Generador...
x	Generadorx	MWx	x

Fuente: elaboración propia.

2.2. Herramienta de simulación de despacho de carga (solver de Excel)

Solver es una herramienta para resolver y optimizar ecuaciones mediante el uso de métodos numéricos. Solver se puede utilizar para optimizar funciones de una o más variables, sin o con restricciones. Microsoft Excel solver utiliza diversos métodos de solución, dependiendo de las opciones que se seleccionen.

Para los problemas de programación lineal utiliza el método Simplex, para problemas lineales enteros utiliza *Branch and Bound* y para problemas no lineales utiliza el código de optimización no lineal.

El modelo matemático que describe el comportamiento de la medida de efectividad se denomina función objetivo. Si la función objetivo es describir el comportamiento de la medida de efectividad, debe capturar la relación entre esa

medida y aquellas variables que hacen que dicha medida fluctúe. Las variables del sistema pueden categorizarse en variables de decisión y parámetros. Una variable de decisión es una variable que puede ser directamente controlada por el decisor.

La formulación de una función objetivo que tenga sentido normalmente es una tarea tediosa y frustrante. Los intentos de desarrollo de una función objetivo pueden terminar en un fracaso. Esto puede darse porque el analista elige el conjunto incorrecto de variables para incluir en el modelo o si el conjunto es el adecuado, porque no identifica correctamente la relación entre estas variables y la medida de efectividad. En un nuevo intento, el analista trata de descubrir las variables adicionales que podrían mejorar su modelo descartando aquellas que parecen tener poca o ninguna relevancia. No obstante, solo se puede determinar si estos factores realmente mejoran el modelo una vez realizadas la formulación y prueba de nuevos modelos que incluyan las variables adicionales. Todo el proceso de selección y rechazo de variables puede requerir reiteraciones múltiples hasta desarrollar una función objetivo satisfactorio.

2.2.1. Optimización utilizando la herramienta solver de Excel

Estas utilidades, conocidas habitualmente como “solver”, constituyen una alternativa a los programas especializados de optimización cuando no se trata de problemas de gran escala, presentando la ventaja de su facilidad de uso y de comunicación con el usuario final. Se han realizado grandes esfuerzos por describir complejas situaciones humanas y sociales. Para tener significado, esto debería escribirse en una expresión matemática que contenga una o más variables, cuyos valores deben determinarse. La pregunta que se formula, en términos generales, es qué valores deberían tener estas variables para que la expresión matemática tenga el mayor valor numérico posible (maximización) o

el menor valor numérico posible (minimización). A este proceso general de maximización o minimización se lo denomina optimización.

La optimización, también denominada programación matemática, el cual sirve para encontrar la respuesta que proporciona el mejor resultado, la que logra mayor producción o felicidad, nos da mayores ganancias o la que logra el menor costo. Con frecuencia, estos problemas implican utilizar de la manera más eficiente los recursos, tales como dinero, tiempo, maquinaria, personal, existencias, entre otros. Los problemas de optimización generalmente se clasifican en lineales y no lineales, según las relaciones del problema sean lineales con respecto a las variables.

La optimización aborda el problema de determinar asignaciones óptimas de recursos limitados para cumplir un objetivo dado. El objetivo debe representar la meta del que planteó el problema. Los recursos pueden corresponder, por ejemplo, a personas, materiales, dinero o terrenos. Entre todas las asignaciones de recursos admisibles, queremos encontrar las que maximizan o minimizan alguna cantidad numérica tal como ganancias o costos. El objetivo de la optimización global es encontrar la mejor solución de modelos de decisiones difíciles, frente a las múltiples soluciones locales.

2.2.1.1. Programación no lineal

El algoritmo utilizado por solver es el Gradiente Reducido Generalizado (GRG). Básicamente, al igual que otros algoritmos de programación no lineal, parte de una solución factible conocida como punto inicial. El algoritmo intenta entonces moverse, a partir de este punto, en una dirección a través de la región factible, de tal forma que el valor de la función objetivo mejore. Tomando un salto o movimiento determinado en dicha dirección factible, se pasa a una

nueva solución factible mejorada. De nuevo, el algoritmo identifica una nueva dirección factible, si existe, y un salto determinado avanzando hacia una nueva solución factible mejorada. El proceso continúa hasta que el algoritmo alcanza un punto en el cual no existe una dirección factible para moverse que mejore el valor de la función objetivo. Cuando no hay posibilidad de mejora, o el potencial para tal mejora es arbitrariamente pequeño, el algoritmo finaliza. Ahora bien, en ese momento la solución es un óptimo local, y por tanto no necesariamente global.

En este sentido, es preciso tener en cuenta dos características de las soluciones obtenidas al resolver un programa no lineal con solver:

- El algoritmo puede finalizar en un óptimo local que puede no ser el óptimo global del problema.
- El óptimo local en que finaliza el algoritmo depende del punto inicial.
- Si bien la posibilidad de terminar en un óptimo local no es deseable, en el caso de la programación entera ya habíamos comentado la posibilidad de aceptar soluciones subóptimas si estaban dentro del grado de tolerancia aceptable.

En los programas no lineales no se puede determinar fácilmente el grado de alejamiento entre el óptimo local y el global, dado que no existe un método genérico para obtener cotas del valor de la función objetivo. No obstante, en general, no conoceremos si la solución obtenida es un óptimo global. Como consecuencia, se suele intentar la prueba de iniciar el algoritmo desde diferentes puntos para determinar si el problema tiene diferentes soluciones óptimas. Este procedimiento suele revelar la existencia de un determinado óptimo global, si existe, pero no es un método de total fiabilidad.

También es importante tener en cuenta que solver presenta dificultades en muchos casos para empezar a aplicar el algoritmo cuando se inicializa en un punto de valor nulo para todas las variables. Por tanto, es aconsejable comenzar por una solución no nula. Además, en la mayoría de los casos, cuanto más cercanos sean los valores iniciales al óptimo más rápido será el proceso de resolución. El proceso de solución del GRG, al igual que otros muchos algoritmos de programación no lineal, calcula valores de la primera derivada parcial de la función objetivo y de las restricciones en cada iteración.

2.2.1.2. Programación lineal

La programación lineal muchas veces es uno de los temas preferidos tanto de profesores como de alumnos. La capacidad de introducir la programación lineal utilizando un abordaje gráfico, la facilidad relativa del método de solución, la gran disponibilidad de paquetes de software de programación lineal y la amplia gama de aplicaciones hacen que la programación lineal sea accesible incluso para estudiantes con poco conocimiento de matemática.

Además, la programación lineal brinda una excelente oportunidad para presentar la idea del análisis *what-if* o análisis de hipótesis, ya que se han desarrollado herramientas poderosas para el análisis de *post optimalidad* para el modelo de programación lineal.

La programación lineal es un procedimiento matemático para determinar la asignación óptima de recursos escasos. La programación lineal es un procedimiento que encuentra su aplicación práctica en casi todas las facetas de los negocios, desde la publicidad hasta la planificación de la producción. Problemas de transporte, distribución, y planificación global de la producción, son los objetos más comunes del análisis de programación lineal. La industria

petrolera parece ser el usuario más frecuente de la programación lineal. Un gerente de procesamiento de datos de una importante empresa petrolera recientemente calculó que del 5 % al 10 % del tiempo de procesamiento informático de la empresa es destinado al procesamiento de modelos de programación lineal y similares.

La programación lineal aborda una clase de problemas de programación donde tanto la función objetivo a optimizar como todas las relaciones entre las variables correspondientes a los recursos son lineales. Este problema fue formulado y resuelto por primera vez a fines de la década del 40.

Rara vez una nueva técnica matemática encuentra una gama tan diversa de aplicaciones prácticas de negocios, comerciales e industriales y a la vez recibe un desarrollo teórico tan exhaustivo en un período tan corto. Hoy en día, esta teoría se aplica con éxito a problemas de presupuestos de capital, diseño de dietas, conservación de recursos, juegos de estrategias, predicción de crecimiento económico y sistemas de transporte. Recientemente la teoría de la programación lineal también contribuyó a la resolución y unificación de diversas aplicaciones.

Cualquier problema de programación lineal consta de una función objetivo y un conjunto de restricciones. En la mayoría de los casos, las restricciones provienen del entorno en el cual usted trabaja para lograr su objetivo. Cuando usted quiere lograr el objetivo deseado, se dará cuenta de que el entorno fija ciertas restricciones (es decir, dificultades, limitaciones) para cumplir con su deseo (vale decir, el objetivo).

Cuando se formula un problema de toma de decisiones como un programa lineal, se deben verificar las siguientes condiciones:

- La función objetivo debe ser lineal. Vale decir que se debe verificar que todas las variables estén elevadas a la primera potencia y que sean sumadas o restadas (no divididas ni multiplicadas);
- El objetivo debe ser ya sea la maximización o minimización de una función lineal. El objetivo debe representar la meta del decisor.
- Las restricciones también deben ser lineales. Asimismo, la restricción debe ser cerrada.

Para la mayoría de los problemas de programación lineal, podemos decir que existen dos tipos importantes de objetos: en primer lugar, los recursos limitados, tales como terrenos, capacidad de planta, o tamaño de la fuerza de ventas; en segundo lugar, las actividades tales como "producir acero con bajo contenido de carbono", y "producir acero con alto contenido de carbono". Cada actividad consume o probablemente contribuye con cantidades adicionales de recursos. Debe haber una función objetivo, es decir, una manera de discriminar una mala de una buena o una mejor decisión. El problema es determinar la mejor combinación de niveles de actividades, que no utilice más recursos de los disponibles. Muchos gerentes se enfrentan a esta tarea todos los días. Afortunadamente, el software de programación lineal ayuda a determinar esto cuando se ingresa un modelo bien formulado.

2.2.1.3. Modelo de despacho simplificado

Es la formulación de despacho económico más sencilla de hacer sobre una hoja de Excel®, esto porque el conjunto de celdas cambiantes y restricciones que se plantean aquí son de menor grado de complejidad,

lo que disminuye la probabilidad de plantear inconsistencias en el modelo y con esto el problema puede converger fácilmente encontrando la solución óptima sin mucho esfuerzo computacional.

La formulación del despacho económico en Excel® consiste en ordenar los diferentes parámetros, variables y restricciones que componen las ecuaciones del despacho, sobre una hoja de cálculo de tal forma que se le pueda describir fácilmente el problema de optimización a la herramienta solver® de Excel®.

La ecuación que formular en este modelo es la ecuación (8) que representa la función objetivo del despacho económico.

$$C = \text{Min} \sum_{j=1}^J c_j g_j \quad (\text{Ecuación 8})$$

Donde:

- C: costo operativo del sistema
- Cj: costo variable de operación del generador
- Gj: generación del generador j
- j: índice de los generadores

Como esta ecuación resuelve la sumatoria de los costos operativos por la generación de las plantas, primero se organizan los valores de los respectivos costos variables en las celdas de la hoja de cálculo, a manera de formar una matriz fxc, donde f representa las columnas y c las filas con los valores de los respectivos costos variables en las horas del día. Esta matriz se muestra en la tabla XXIII, cada valor se ingresa en una celda diferente de la hoja de cálculo.

Tabla XXIII. **Celdas de costos variables de los generadores**

COSTOS VARIABLES EN US\$/MWh				
HORA h	c_1	c_2	...	c_j
00:01-01:00	c_{1h0}	c_{2h0}	...	c_{jh0}
01:01-02:00	c_{1h1}	c_{2h1}	...	c_{jh1}
02:01-03:00	c_{1h2}	c_{2h3}	...	c_{jh3}
.
.
23:01-24:00	c_{1h23}	c_{2h23}	...	c_{jh23}

Fuente: LEAL CANTÉ, Elvis Noé. *Despacho económico de carga considerando restricciones en la red de transporte con el uso de técnicas de programación lineal*. p. 42.

Teniendo planteada la matriz con las celdas donde se ingresan los valores de los respectivos costos variables de los j generadores del sistema, se plantea otra matriz cuyas celdas devolverán el resultado del producto de columnas costo variable del generador c_j por la variable generación despachada g_j , esta variable no se debe confundir, ya el valor que toma es el resultado de múltiples iteraciones que realiza la herramienta de optimización solver con el fin de encontrar el valor de g_j que minimice la función objetivo. La matriz con las celdas de g_j se plantean más adelante.

La función objetivo de este modelo se muestra en la matriz fxc, el contenido de las columnas es el producto de los costos variables, contenidos en la matriz costos variables de la tabla XXIV por las variables de decisión de la función objetivo g_1, g_2, \dots, g_j . En las filas la hora $h=0, 1, 2, 3, \dots, 23$.

Tabla XXIV. **Celdas función objetivo del modelo de despacho**

HORA	FUNCIÓN OBJETIVO				CO ST
	$g_1 * c$	$g_2 * c_2$...	$g_j * c_j$	
00-01-	$g_{1h0} * c$	$g_{2h0} * c_{2h}$		$g_{jh0} * c_{jh0}$	$\sum_{j=1}^J g_{jh0} * c_{jh0}$
01-01-	$g_{1h1} * c$	$g_{2h1} * c_{2h}$		$g_{jh1} * c_{jh1}$	$\sum_{j=1}^J g_{jh1} * c_{jh1}$
02-01-	$g_{1h2} * c$	$g_{2h2} * c_{2h}$		$g_{jh2} * c_{jh2}$	$\sum_{j=1}^J g_{jh2} * c_{jh2}$
.
.
23-01-	$g_{1h23} *$	$g_{2h23} * c_2$		$g_{jh23} * c_{jh}$	$\sum_{j=1}^J g_{jh23} * c_{jh23}$
				C	$\sum_{h=0}^{h=23} \left(\sum_{j=1}^J g_{jh} * c_j \right)$

Fuente: LEAL CANTÉ, Elvis Noé. *Despacho económico de carga considerando restricciones en la red de transporte con el uso de técnicas de programación lineal*. p. 43.

Donde:

$g_j * c_j$ Celdas que devuelven el producto de la variable de decisión del generador j en la hora h , por el costo variable del generador j en la misma hora h .

Las inecuaciones que restringen la región factible de la función objetivo se plantean de la misma forma que la función objetivo. En este caso se plantean matrices con celdas donde se ingresan los valores de las restricciones. Las restricciones que se consideran en este modelo son la igualdad (11), las inecuaciones (9) y (10), que identifican que la generación despachada para determinada hora siempre deberá ser igual a la demanda programada para esa misma hora, los límites de operación en potencia activa y límites de energía entregada al sistema por cada generador respectivamente.

$$g_{min} \leq g_j \leq g_{max} \quad (\text{Ecuación 9})$$

$$\sum_{j=1}^J g_j = d \quad (\text{Ecuación 10})$$

$$E_{min} \leq E_{gj} \leq E_{max} \quad (\text{Ecuación 11})$$

$$\sum_{n=1}^{n=23} g_n = E_{gj} \quad (\text{Ecuación 12})$$

$$V_{min} \leq V_{gj} \leq V_{max} \quad (\text{Ecuación 13})$$

Donde:

d:	demanda del sistema
g _{min} :	capacidad mínima del generador
g _{max} :	capacidad máxima del generador
E _{min} :	energía mínima por generar en el día
E _{max} :	generación meta
V _{min} :	volumen mínimo del embalse
V _{max} :	volumen máximo del embalse

Además, se plantea la restricción de la inecuación (13) para sistemas hidrotérmicos con generadores hidroeléctricos con embalse de regulación diario, en esta restricción se plantean el caudal afluente y los volúmenes operables del embalse. La inecuación (09) encierra la región donde un generador opera satisfactoriamente, esta se formula generando dos matrices f_{xc} , en una se ingresan los valores del límite inferior y en la otra los valores del límite superior de potencias mínimas y máximas declaradas por los generadores del sistema respectivamente. El conjunto de celdas que forman estas dos matrices se le describen al solver® como celdas restricción. La matriz f_{xc} con las celdas donde se ingresan los valores de las respectivas potencias mínimas declaradas por los generadores del sistema se muestra en la tabla XXV, en las columnas la potencia mínima y en las filas la hora h.

Tabla XXV. **Celdas de potencias mínimas de generadores**

TABLADEPOTENCIASMÍNIMASENMW				
HORA	$g_{1\min}$	$g_{2\min}$...	$g_{j\min}$
00:01-01:00	$g_{1\min}$	$g_{2\min}$...	$g_{j\min}$
01:01-02:00	$g_{1\min}$	$g_{2\min}$...	$g_{j\min}$
02:01-03:00	$g_{1\min}$	$g_{2\min}$...	$g_{j\min}$
.
.
23:01-24:00	$g_{1\min}$	$g_{2\min}$...	$g_{j\min}$

Fuente: elaboración propia.

La matriz f_{xc} con las celdas donde se ingresan los valores de potencias máximas se genera con las potencias operativas máximas declaradas o con la potencia que tenga disponible el generador para la hora h . Esta matriz se muestra en la tabla XVI, en las columnas la potencia máxima y en las filas la hora.

Tabla XXVI. **Celdas de potencias máximas de los generadores**

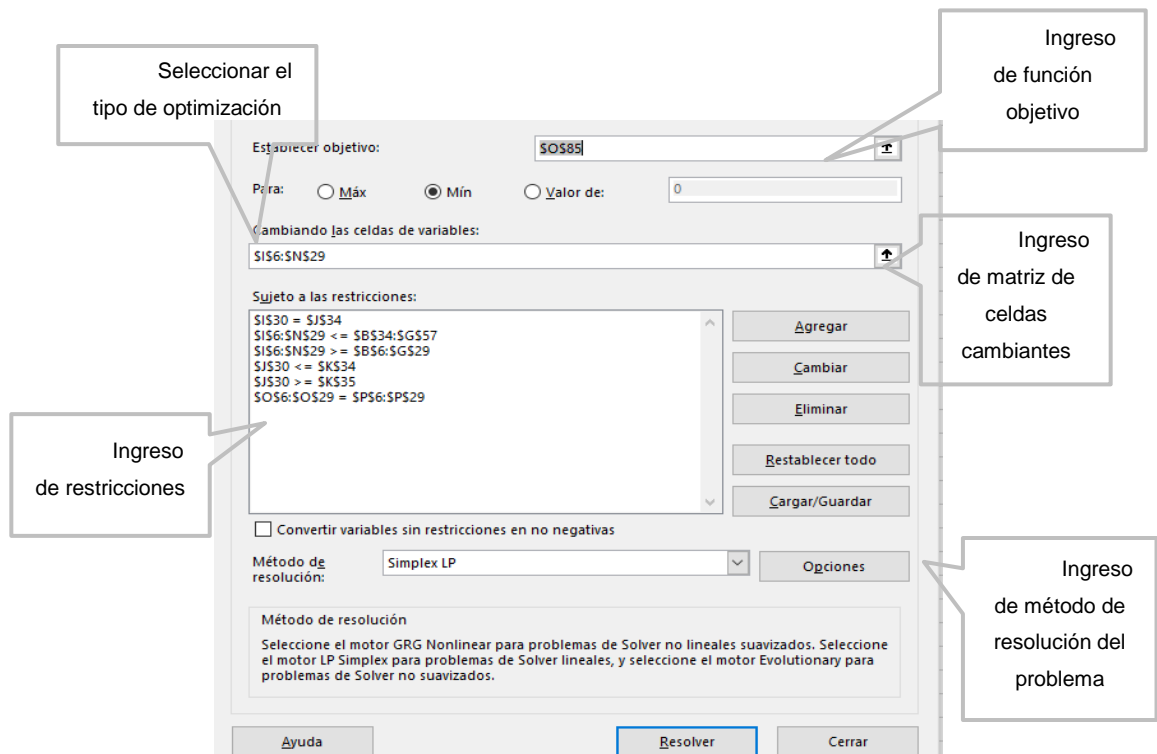
TABLADEPOTENCIASMÁXIMASENMW				
HORA	$g_{1\max}$	$g_{2\max}$...	$g_{j\max}$
00:01-01:00	$g_{1\max}$	$g_{2\max}$...	$g_{j\max}$
01:01-02:00	$g_{1\max}$	$g_{2\max}$...	$g_{j\max}$
02:01-03:00	$g_{1\max}$	$g_{2\max}$...	$g_{j\max}$
.
.
.
23:01-24:00	$g_{1\max}$	$g_{2\max}$...	$g_{j\max}$

Fuente: elaboración propia.

2.2.1.4. Como utilizar el solver Excel

A continuación, se explicará brevemente como se ingresan los datos y se utiliza la ventana del complemento que contiene Excel (solver) que se utiliza para realizar optimizaciones. Para la utilización de este complemento se debe habilitar en Excel, para ingresar a la ventana se debe de ingresar a datos y ahí se encuentra la opción del solver. Esta ventana para modelación del despacho a optimizar únicamente puede hacer referencia a valores ingresados en la hoja de cálculo.

Figura 7. Interfaz solver para resolver optimización de despacho económico



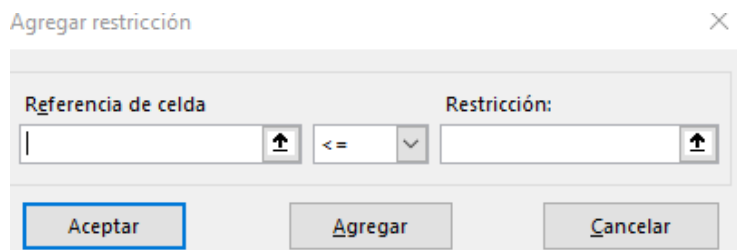
Fuente: elaboración propia, utilizando ventana de solver de Microsoft Excel.

La figura 7 muestra la ventana de configuración donde se encuentran los parámetros que se utilizarán para la optimización. En el campo denominado “Establecer Objetivo” se ingresa la celda que contiene el resultado de la función a optimizar. En los siguientes campos el complemento solicita el ingreso del tipo de optimización, en este caso “minimizar”, este se selecciona con un punto.

Las variables de decisión se ingresan seleccionando el rango de celdas cambiantes de nuestro problema. Estas celdas pueden ser una celda, un vector o una matriz de los resultados que se desean obtener.

Para introducir las restricciones se presiona el botón de “Agregar” generando el despliegue de una nueva pantalla (figura 8). En la parte izquierda (referencia de celda) se introduce la variable que se encuentra restringida, el valor al cual está restringida esa variable se introduce en la parte derecha (restricción). En medio de la referencia de celda y la restricción se ingresa la condicionante de la restricción. El solver contiene los operadores de comparación y lógicos permitidos en la programación lineal (>, =, <). Los botones “Cambiar” y “Eliminar” permiten modificar y borrar respectivamente alguna de las restricciones.

Figura 8. **Interfaz para agregar restricciones.**



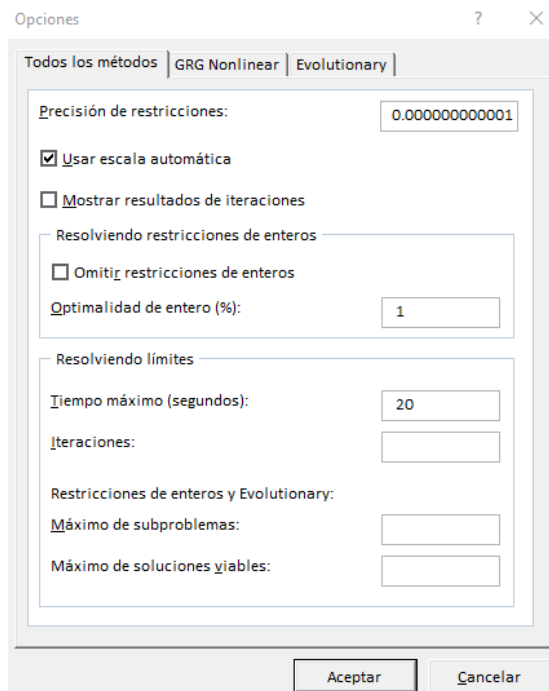
Fuente: elaboración propia, utilizando solver de Microsoft Excel.

Una vez indicados todos los elementos del programa, el botón “Opciones” permite señalar una serie de características que afectan al modo de resolución del programa (figura 9).

Las opciones “Tiempo” e “Iteraciones” determinan el máximo de tiempo y esfuerzo dedicado a resolver el programa matemático. Las opciones indicadas por defecto suelen ser suficientes y deberían ser modificadas solo si no se logra resolver el modelo.

La “Precisión” hace referencia al grado de exactitud de la solución que se está buscando. A mayor número de decimales se obtiene una mejor respuesta.

Figura 9. Opciones solver Excel



Fuente: elaboración propia, utilizando solver de Microsoft Excel

Posterior se selecciona el método de solución que se desea emplear para la solución del problema.

2.2.1.5. Limitaciones sobre la utilización del solver

La versión estándar del solver que viene incorporada en el Excel tiene un límite de 200 variables de decisión en las celdas cambiantes. En función del tipo de modelo también existen limitaciones respecto al número de restricciones, con un límite de 100 restricciones explícitas y 400 simples, además de las correspondientes cotas y a variables enteras, esto en caso de que fuese un modelo no lineal, en caso de ser un modelo lineal “Asumir modelo lineal” no existe límite en el número de restricciones.

2.2.1.6. Ejemplos de un despacho económico en un sistema eléctrico de potencia

- Ejemplo 1: Simulación de central térmica en un despacho de carga sin considerar pérdidas en la red

En este ejemplo se analiza un despacho en un parque el cual se simula con 6 generadores, en el cual se muestra su potencia máxima y mínima en las tablas XXVII y XXVIII, el generador 6 básicamente representará un generador térmico de turbina de vapor, por lo mismo ya que fue solicitado para abastecer la demanda de energía eléctrica se debe mantener al mínimo aunque este generador tenga un costo mayor a los de los demás generadores, debido a restricciones de tiempo mínimo de operación y sus límites de producción de generación eléctrica. Los demás generadores representan motores diésel, debido a que estos no tienen restricciones de tiempos mínimos de arranque y los antes mencionados.

Tabla XXVII. **Potencia mínima de centrales térmicas modeladas**

POTENCIA MÍNIMA (MW)						
HORA	G1	G2	G3	G4	G5	G6
0	0	0	0	0	0	5
1	0	0	0	0	0	5
2	0	0	0	0	0	5
3	0	0	0	0	0	5
4	0	0	0	0	0	5
5	0	0	0	0	0	5
6	0	0	0	0	0	5
7	0	0	0	0	0	5
8	0	0	0	0	0	5
9	0	0	0	0	0	5
10	0	0	0	0	0	5
11	0	0	0	0	0	5
12	0	0	0	0	0	5
13	0	0	0	0	0	5
14	0	0	0	0	0	5
15	0	0	0	0	0	5
16	0	0	0	0	0	5
17	0	0	0	0	0	5
18	0	0	0	0	0	5
19	0	0	0	0	0	5
20	0	0	0	0	0	5
21	0	0	0	0	0	5
22	0	0	0	0	0	5
23	0	0	0	0	0	5

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXVIII. **Potencia máxima de centrales térmicas modeladas**

POTENCIA MÁXIMA (MW)						
HORA	G1	G2	G3	G4	G5	G6
0	10	15	10	10	12	10
1	10	15	10	10	12	10
2	10	15	10	10	12	10
3	10	15	10	10	12	10
4	10	15	10	10	12	10
5	10	15	10	10	12	10
6	10	15	10	10	12	10
7	10	15	10	10	12	10
8	10	15	10	10	12	10
9	10	15	10	10	12	10
10	10	15	10	10	12	10
11	10	15	10	10	12	10
12	10	15	10	10	12	10
13	10	15	10	10	12	10
14	10	15	10	10	12	10
15	10	15	10	10	12	10
16	10	15	10	10	12	10
17	10	15	10	10	12	10
18	10	15	10	10	12	10
19	10	15	10	10	12	10
20	10	15	10	10	12	10
21	10	15	10	10	12	10
22	10	15	10	10	12	10
23	10	15	10	10	12	10

Fuente: elaboración propia.

En la tabla XXIX se muestran los costos de las centrales térmicas simuladas, el cual es de gran importancia para la toma de decisión del solver en despachar generación al mínimo costo.

Tabla XXIX. **Costos de generación \$/MW**

COSTO \$/MW						
HORA	G1	G2	G3	G4	G5	G6
0	2	3	4	5	15	25
1	2	3	4	5	15	25
2	2	3	4	5	15	25
3	2	3	4	5	15	25
4	2	3	4	5	15	25
5	2	3	4	5	15	25
6	2	3	4	5	15	25
7	2	3	4	5	15	25
8	2	3	4	5	15	25
9	2	3	4	5	15	25
10	2	3	4	5	15	25
11	2	3	4	5	15	25
12	2	3	4	5	15	25
13	2	3	4	5	15	25
14	2	3	4	5	15	25
15	2	3	4	5	15	25
16	2	3	4	5	15	25
17	2	3	4	5	15	25
18	2	3	4	5	15	25
19	2	3	4	5	15	25
20	2	3	4	5	15	25
21	2	3	4	5	15	25
22	2	3	4	5	15	25
23	2	3	4	5	15	25

Fuente: elaboración propia.

El despacho de generación está sujeto a las ecuaciones 9 y 10, el cual son ingresadas en el interfaz para agregar restricciones mencionado anteriormente, seleccionando las celdas correspondientes. En nuestro parque generador existen centrales que tienen capacidad de regulación anual, por lo que su despacho se optimiza semanalmente, por lo que se le asigna un paquete de energía diaria, por lo que la generadora 1 y 2 se simularon con una

restricción de paquete de energía de 240 MW y 360MW respectivamente, esta restricción es modelada en las restricciones de acuerdo con la ecuación 11 y 12.

En la tabla XXX se muestra los resultados en las celdas cambiantes ingresadas en el interfaz del solver respetando todas las restricciones ingresadas y optimizando al mínimo costo operativo total de generación el cual pertenece a la función objetivo. En la figura 10 se observa como el solver despachó las centrales simuladas, para el generador 6 se observa que, aunque el costo de generación es el más elevado se mantiene al mínimo, esto debido a que se simuló como central de vapor.

Tabla XXX. **Despacho económico simulado para el ejemplo 1**

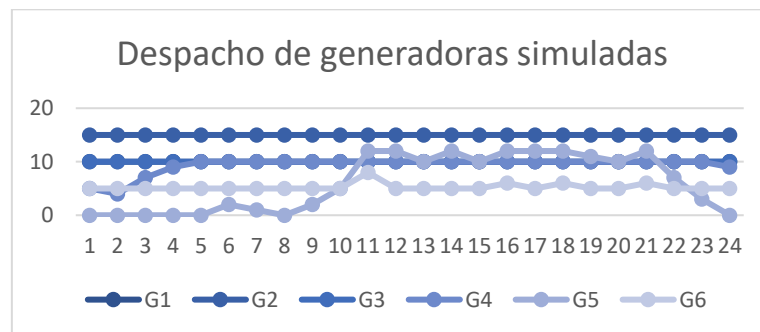
HORA	DESPACHO ECONÓMICO (MW)						TOTAL, DE GEN	DEMANDA	COSTOS OPERATIVOS (US \$/MWH)
	G1	G2	G3	G4	G5	G6			
0	10	15	10	5	0	5	45	45	255
1	10	15	10	4	0	5	44	44	250
2	10	15	10	7	0	5	47	47	265
3	10	15	10	9	0	5	49	49	275
4	10	15	10	10	0	5	50	50	280
5	10	15	10	10	2	5	52	52	310
6	10	15	10	10	1	5	51	51	295
7	10	15	10	10	0	5	50	50	280
8	10	15	10	10	2	5	52	52	310
9	10	15	10	10	5	5	55	55	355
10	10	15	10	10	12	8	65	65	535
11	10	15	10	10	12	5	62	62	460
12	10	15	10	10	10	5	60	60	430

Continuación de tabla XXX.

HORA	DESPACHO ECONÓMICO (MW)						TOTAL, DE GEN	DEMANDA	COSTOS OPERATIVOS (US \$/MWH)
	G1	G2	G3	G4	G5	G6			
13	10	15	10	10	12	5	62	62	460
14	10	15	10	10	10	5	60	60	430
15	10	15	10	10	12	6	63	63	485
16	10	15	10	10	12	5	62	62	460
17	10	15	10	10	12	6	63	63	485
18	10	15	10	10	11	5	61	61	445
19	10	15	10	10	10	5	60	60	430
20	10	15	10	10	12	6	63	63	485
21	10	15	10	10	7	5	57	57	385
22	10	15	10	10	3	5	53	53	325
23	10	15	10	9	0	5	49	49	275
ENERGÍA	240	360	240	224	145	126	COSTO OPERATIVO \$/MWH		8 965

Fuente: elaboración propia.

Figura 10. **Gráfica de despacho óptimo de centrales térmicas para ejemplo 1**



Fuente: elaboración propia.

- Ejemplo 2: Simulación de central térmica en un despacho de carga considerando pérdidas en la red

En el segundo ejemplo ya se toman en cuenta las pérdidas en la red por lo que cada generador tiene su factor de pérdida nodal, este factor de pérdida nodal es asociado en los tres tipos de demandas existentes, demanda mínima, demanda media y máxima, pero para fines de ejemplo se utilizará un valor igual para las tres demandas. Todas sus características de generación y restricciones se mantienen igual que el primer ejemplo, al igual que la demanda a abastecer y los costos de generación. En la tabla XXXI se muestran los FPNs asociados a las centrales térmicas simuladas y en la tabla XXXII se encuentran las celdas que muestran los costos el cual ya se encuentran afectados por el FPN asociado a su generador.

Tabla XXXI. **FPNs de centrales térmicas modeladas**

HORA	FPN					
	G1	G2	G3	G4	G5	G6
0	1,032	0,930	1,338	1,051	0,975	0,992
1	1,032	0,930	1,338	1,051	0,975	0,992
2	1,032	0,930	1,338	1,051	0,975	0,992
3	1,032	0,930	1,338	1,051	0,975	0,992
4	1,032	0,930	1,338	1,051	0,975	0,992
5	1,032	0,930	1,338	1,051	0,975	0,992
6	1,032	0,930	1,338	1,051	0,975	0,992
7	1,032	0,930	1,338	1,051	0,975	0,992
8	1,032	0,930	1,338	1,051	0,975	0,992
9	1,032	0,930	1,338	1,051	0,975	0,992
10	1,032	0,930	1,338	1,051	0,975	0,992
11	1,032	0,930	1,338	1,051	0,975	0,992

Continuación de tabla XXXI.

HORA	FPN					
	G1	G2	G3	G4	G5	G6
12	1,032	0,930	1,338	1,051	0,975	0,992
13	1,032	0,930	1,338	1,051	0,975	0,992
14	1,032	0,930	1,338	1,051	0,975	0,992
15	1,032	0,930	1,338	1,051	0,975	0,992
16	1,032	0,930	1,338	1,051	0,975	0,992
17	1,032	0,930	1,338	1,051	0,975	0,992
18	1,032	0,930	1,338	1,051	0,975	0,992
19	1,032	0,930	1,338	1,051	0,975	0,992
20	1,032	0,930	1,338	1,051	0,975	0,992
21	1,032	0,930	1,338	1,051	0,975	0,992
22	1,032	0,930	1,338	1,051	0,975	0,992
23	1,032	0,930	1,338	1,051	0,975	0,992

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXII. **Costo de generación afectado por su FPN**

HORA	COSTO					
	G1	G2	G3	G4	G5	G6
0	1,9	3,2	3	5,7	15,4	25,2
1	1,9	3,2	3	5,7	15,4	25,2
2	1,9	3,2	3	5,7	15,4	25,2
3	1,9	3,2	3	5,7	15,4	25,2
4	1,9	3,2	3	5,7	15,4	25,2
5	1,9	3,2	3	5,7	15,4	25,2
6	1,9	3,2	3	5,7	15,4	25,2
7	1,9	3,2	3	5,7	15,4	25,2
8	1,9	3,2	3	5,7	15,4	25,2
9	1,9	3,2	3	5,7	15,4	25,2
10	1,9	3,2	3	5,7	15,4	25,2
11	1,9	3,2	3	5,7	15,4	25,2

Continuación de tabla XXXII.

HORA	COSTO					
	G1	G2	G3	G4	G5	G6
12	1,9	3,2	3	5,7	15,4	25,2
13	1,9	3,2	3	5,7	15,4	25,2
14	1,9	3,2	3	5,7	15,4	25,2
15	1,9	3,2	3	5,7	15,4	25,2
16	1,9	3,2	3	5,7	15,4	25,2
17	1,9	3,2	3	5,7	15,4	25,2
18	1,9	3,2	3	5,7	15,4	25,2
19	1,9	3,2	3	5,7	15,4	25,2
20	1,9	3,2	3	5,7	15,4	25,2
21	1,9	3,2	3	5,7	15,4	25,2
22	1,9	3,2	3	5,7	15,4	25,2
23	1,9	3,2	3	5,7	15,4	25,2

Fuente: elaboración propia.

Se optimizó para obtener el mínimo costo operativo del despacho con las condiciones establecidas para el segundo ejemplo y en la tabla XXXII se muestran los resultados obtenidos por el solver de Excel.

Tabla XXXIII. **Despacho económico simulado para el segundo ejemplo**

HORA	DESPACHO ECONÓMICO						Total de GEN (MW)	Demanda (MW)	Costos Operativos (US \$/MWH)
	G1	G2	G3	G4	G5	G6			
0	10	15	10	5	0	5	45	45	252,28
1	10	15	10	4	0	5	44	44	246,57
2	10	15	10	7	0	5	47	47	263,69
3	10	15	10	9	0	5	49	49	275,11
4	10	15	10	10	0	5	50	50	280,81

Continuación de tabla XXXIII.

DESPACHO ECONÓMICO									
HORA	G1	G2	G3	G4	G5	G6	Total de GEN (MW)	Demanda (MW)	Costos Operativos (US \$/MWH)
5	10	15	10	10	2	5	52	52	311,59
6	10	15	10	10	1	5	51	51	296,2
7	10	15	10	10	0	5	50	50	280,81
8	10	15	10	10	2	5	52	52	311,59
9	10	15	10	10	5	5	55	55	357,76
10	10	15	10	10	12	8	65	65	541,11
11	10	15	10	10	12	5	62	62	465,48
12	10	15	10	10	10	5	60	60	434,7
13	10	15	10	10	12	5	62	62	465,48
14	10	15	10	10	10	5	60	60	434,7
15	10	15	10	10	12	6	63	63	490,69
16	10	15	10	10	12	5	62	62	465,48
17	10	15	10	10	12	6	63	63	490,69
18	10	15	10	10	11	5	61	61	450,09
19	10	15	10	10	10	5	60	60	434,7
20	10	15	10	10	12	6	63	63	490,69
21	10	15	10	10	7	5	57	57	388,53
22	10	15	10	10	3	5	53	53	326,98
23	10	15	10	9	0	5	49	49	275,11
ENERGÍA	240	360	240	224	145	126	COSTO OPERATIVO \$/MWH		9 030,85

Fuente: elaboración propia.

- Ejemplo 3: Ejemplo de un despacho de carga de una hidroeléctrica

En el tercer ejemplo se simula el despacho de una hidroeléctrica, en el que se toman en cuenta todas las características técnicas mencionadas en el apartado 2.2.1. En la tabla XXXIV se muestran las capacidades de las generadoras que conformarán el parque generador para abastecimiento de demanda del ejemplo. Adicional en la tabla XXXV se muestran todas las características técnicas para llevar a cabo la simulación de la hidroeléctrica, también se muestra el comportamiento simulado por el solver del caudal turbinado, el volumen embalsado, la cota de embalse con la que se encuentra operando la hidroeléctrica y el detalle del volumen vertido por la hidroeléctrica que siempre se espera que sea 0. La hidroeléctrica modelada opera con una cota mínima de embalse de 862 msnm y una cota máxima de 868msnm. La cota con la que se encuentra el embalse a las 0:00 horas es de 867 msnm. También se simuló una generación meta para la central hidroeléctrica de 200MWh. La modelación de una hidroeléctrica de filo de agua es modelada como una central térmica para efectos de simulación.

Tabla XXXIV. **Potencia máxima y costo de generación de centrales simuladas**

No.	Nombre	MW	Costo (\$/MWh)
1	Generador 6 (Hidroeléctrica)	25	1.5
2	Generador 1	10	2
3	Generador 2	15	3
4	Generador 3	10	4
5	Generador 4	15	5
6	Generador 5	15	15

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXV. **Simulación de características técnicas de centrales hidroeléctricas en solver Excel**

Hora	Potencia (Mw)	Volumen Turbinado (m3)	Caudal Turbinado (m3/s)	Caudal Entrante (m3/s)	Volumen Embalsado (m3)	COTAS (msnm)
					130 452,8	
00:00-01:00	0,00	0	0,00	1	134 053	867,16
01:00-02:00	0,00	0	0,00	1	137 653	867,31
02:00-03:00	0,00	0	0,00	1	141 253	867,47
03:00-04:00	0,00	0	0,00	1	144 853	867,62
04:00-05:00	0,00	0	0,00	1	148 453	867,78
05:00-06:00	0,00	0	0,00	1	152 053	867,93
06:00-07:00	1,43	2 080	0,58	1	153 573	868,00
07:00-08:00	15,00	21 862	6,07	1	135 311	867,21
08:00-09:00	2,00	2 915	0,81	1	135 996	867,24
09:00-10:00	5,00	7 287	2,02	1	132 308	867,08
10:00-11:00	10,00	14 575	4,05	1	121 333	866,52
11:00-12:00	10,00	14 575	4,05	1	110 358	865,94
12:00-13:00	0,00	0	0,00	1	113 958	866,13
13:00-14:00	0,00	0	0,00	1	117 558	866,32
14:00-15:00	0,00	0	0,00	1	121 158	866,51
15:00-16:00	0,00	0	0,00	1	124 758	866,7
16:00-17:00	0,83	1 205	0,33	1	127 153	866,83
17:00-18:00	0,00	0	0,00	1	130 753	867,01
18:01-18:15	20,00	29 150	8,1	1	124 366	866,68
18:16-18:30	20,00	29 150	8,1	1	117 978	866,35
18:31-18:45	20,00	29 150	8,1	1	111 591	866,01
18:46-19:00	20,00	29 150	8,1	1	105 203	865,65
19:01-19:15	18,00	26 235	7,29	1	99 545	865,32
19:16-19:30	18,00	26 235	7,29	1	93 886	865,00
19:31-19:45	18,00	26 235	7,29	1	88 227	864,69
19:46-20:00	18,00	26 235	7,29	1	82 569	864,37
20:01-20:15	25,00	36 437	10,12	1	74 359	863,9
20:16-20:30	25,00	36 437	10,12	1	66 150	863,42
20:31-20:45	25,00	36 437	10,12	1	57 941	862,93
20:46-21:00	25,00	36 437	10,12	1	49 731	862,41
21:01-22:00	7,00	10 202	2,83	1	43 129	862,00
22:00-23:00	2,47	3 600	1,00	1	43 129	862,00
23:00-00:00	0,00	0	0,00	1	46 729	862,23

Fuente: elaboración propia.

El despacho de la central hidroeléctrica está sujeto a la inecuación 12 y a las siguientes restricciones:

$$V_{vert} = 0 \quad (\text{Ecuación 13})$$

$$G_h \leq G_{meta} \quad (\text{Ecuación 14})$$

Donde:

V_{vert}	Volumen de vertimiento
C_{oper}	Cota de operación por hora
C_{min}	Cota mínima de operación de embalse
C_{max}	Cota máxima de operación de embalse
G_h	Generación de hidroeléctrica

Ya ingresado todos los parámetros de restricción en el cual además de las restricciones utilizadas en los ejemplos anteriores se adicionan las restricciones de operación de una hidroeléctrica, se muestran los resultados en la tabla XXXVI donde se el despacho de la hidroeléctrica se optimizó de acuerdo a sus condiciones hidrológicas y la demanda del sistema, de tal forma que el costo operativo total siempre sea el mínimo.

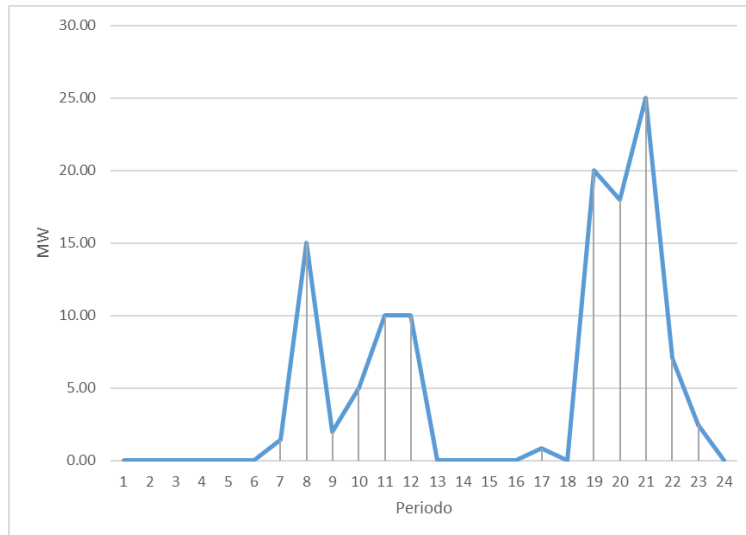
En la figura11 se muestra el comportamiento del despacho de la hidroeléctrica para las 24 horas simuladas del ejemplo realizado.

Tabla XXXVI. Despacho económico simulado para el tercer ejemplo

DESPACHO ECONÓMICO								
G1	G2	G3	G4	G5	H6	Total de GEN (MW)	Demanda (MW)	Costos Operativos(US \$/MWH)
10	15	0	0	0	0	25	25	40,00
10	15	1	0	0	0	26	26	43,00
10	15	3	0	0	0	28	28	49,00
10	15	5	0	0	0	30	30	55,00
10	15	8	0	0	0	33	33	64,00
10	15	10	5	0	0	40	40	90,00
10	15	10	8,57	0	1,43	45	45	106,43
10	15	10	0	0	15	50	50	92,50
10	15	10	15	0	2	52	52	133,00
10	15	10	15	0	5	55	55	137,50
10	15	10	15	0	10	60	60	145,00
10	15	10	15	0	10	60	60	145,00
10	15	10	15	0	0	50	50	130,00
10	15	10	15	0	0	50	50	130,00
10	15	10	10	0	0	45	45	110,00
10	15	10	5	0	0	40	40	90,00
10	15	10	4,17	0	0,83	40	40	87,93
10	15	5	0	0	0	30	30	55,00
10	15	10	15	0	20	70	70	160,00
10	15	10	15	0	18	68	68	157,00
10	15	10	5	0	25	65	65	127,50
10	15	10	0	0	7	42	42	80,50
10	15	2,53	0	0	2,47	30	30	51,30
10	15	3	0	0	0	28	28	49,00
240	360	187,53	157,75	0	116,72	COSTO OPERATIVO \$/MWH		2 279,66

Fuente: elaboración propia.

Figura 11. **Comportamiento despacho de hidroeléctrica para ejemplo 3**



Fuente: elaboración propia.

3. SIMULACIONES DE LOS DESPACHOS ECONÓMICOS DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA DE GUATEMALA Y HONDURAS

3.1. Despacho económico del Sistema Nacional Interconectado de Guatemala

Para los despachos simulando el Sistema Eléctrico de Potencia de Guatemala, debido a la cantidad de celdas cambiantes que permite el complemento solver de Excel, se realizó una reducción del parque generador, el cual fue simulado con un máximo de 8 generadores que representaron a las centrales del sistema eléctrico de potencia de Guatemala y esta modelación varió de acuerdo con la época en que se realizó la optimización del despacho de generación.

3.1.1. Despacho época seca

Para el despacho simulado de Guatemala en época seca, la generación base del parque generador de Guatemala se simula en el generador 1, debido a que esta generación es económica y siempre se encuentra despachada para el de la demanda nacional de Guatemala. Esta generación base está conformada por centrales hidroeléctricas, eólicas, solares, geotérmicas y de biomasa. Para época de verano los ingenios utilizan como materia primar para la generación eléctrica el bagazo, proveniente del proceso de producción de azúcar, por lo que en esta época su generación se considera como generación base. Los montos de generación simulados para cada central fueron tomados del

despacho diario publicado por el AMM para la fecha del miércoles 13 de marzo de 2019.

Las centrales de carbón, San José y Jaguar Energy se simularon por separado como generador 2 y 3 respectivamente. Esto por su importancia en el despacho, su capacidad máxima instalada y la posibilidad de ser centrales marginales en el despacho económico de Guatemala.

Las centrales de carbón, San Isidro y La Libertad fueron simuladas como el generador 4, este criterio de unificación se llevó a cabo debido a que estas centrales poseen un costo de operación y mantenimiento muy cercano y su diferencia puede considerarse como despreciable para fines de este estudio.

Las centrales Arizona, Las Palmas Bunker, Textiles del Lago y Térmica fueron simuladas como los generadores 5, 6, 7 y 8 respectivamente. Estas centrales corresponden a tecnología a base de motores reciprocantes. En esta época se encuentran ubicados según sus costos variables inmediatamente después de la última central a base de carbón. Estas centrales se encuentran disponibles para el despacho de ser requeridas de forma inmediata y son requeridas para cubrir los incrementos de demanda en el transcurso del día por periodos cortos.

En la tabla XXXVII se muestra la Lista de mérito del despacho simulado para el Sistema Eléctrico de Potencia de Guatemala en época seca, en el cual se muestran las capacidades máximas de las generadoras simuladas y sus costos variables de generación. Para el generador 1, debido a que es un perfil variante en las 24 horas porque está conformado por el total de generación de todas las centrales generadoras que forman parte de la generación base del Sistema Eléctrico de Potencia de Guatemala, no se modeló una capacidad

máxima constante sino un perfil de acuerdo con el programa de despacho diario ya mencionado anteriormente en este capítulo.

Tabla XXXVII. **Lista de mérito de generadores simulados**

GENERADOR	P _{MAX} (MW)	COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN (\$/MWH)
G1	X	2,00
G2	135,8	53,20
G3	271,4	51,90
G4	72,6	74,50
G5	140,8	111,00
G6	44,8	115,90
G7	84,3	117,20
G8	22,0	127,40

Fuente: elaboración propia.

En cuanto a la simulación de la demanda, se tomó en cuenta una demanda conformada por la demanda nacional proyectada y las exportaciones pactadas tanto con México como con América Central, para el día donde se obtuvieron los datos de despacho diario.

En la tabla XXXVIII se muestra el despacho que dio como resultado la simulación del parque generador tomando en cuenta las capacidades mínimas y máximas de cada central, restricciones de arranque y parada, costos de generación y las pérdidas que existen en la red de transmisión.

Tabla XXXVIII. **Despacho económico del Sistema Nacional Interconectado de Guatemala simulado para época seca**

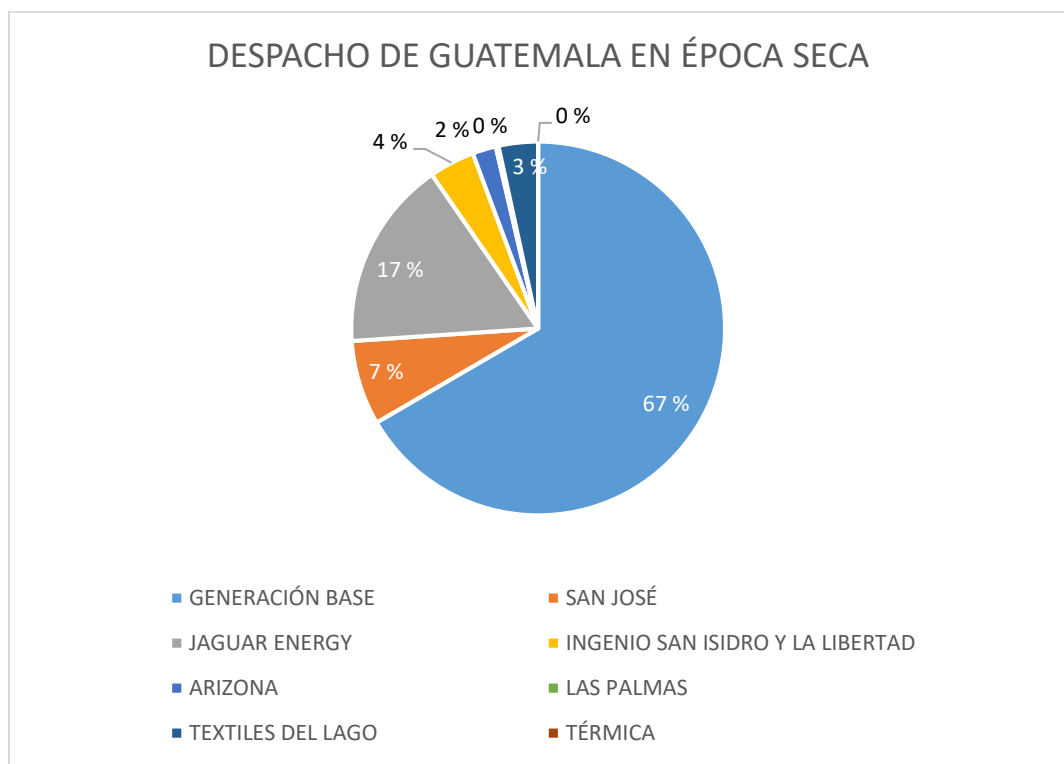
DESPACHO GUATEMALA										
Central	GENERACIÓN BASE	SAN JOSÉ	JAGUAR ENERGY	INGENIO SAN ISIDRO Y LA LIBERTAD	ARIZONA	LAS PALMAS	TEXTILES DEL LAGO	TÉRMICA		
HORA	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	Total de GEN	Demanda
0	908,2	135,8	271,4	72,6	0,00	0,00	33,44	0,00	1 421,45	1 421,45
1	768,44	60,00	237,88	40,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 106,32	1 106,32
2	756,11	60,00	227,62	40,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 083,73	1 083,73
3	770,43	60,00	250,8	40,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 121,23	1 121,23
4	866,71	76,03	271,4	40,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 254,14	1 254,14
5	943,9	89,86	271,4	40,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 345,16	1 345,16
6	972,5	135,8	271,4	72,6	0,00	0,00	27,27	0,00	1 479,57	1 479,57
7	1 087,8	135,8	271,4	72,6	64,87	0,00	84,3	0,00	1 716,77	1 716,77
8	1 131,86	135,8	271,4	72,6	34,2	0,00	84,3	0,00	1 730,16	1 730,16
9	1 294,6	135,8	271,4	72,6	31,77	0,00	84,3	0,00	1 890,47	1 890,47
10	1 330,04	135,8	271,4	72,6	31,43	0,00	84,3	0,00	1 925,57	1 925,57
11	1 269,17	135,8	271,4	72,6	31,63	0,00	84,3	0,00	1 864,9	1 864,9
12	1 214,57	135,8	271,4	72,6	31,1	0,00	84,3	0,00	1 809,77	1 809,77
13	1 245,06	135,8	271,4	72,6	31,23	0,00	84,3	0,00	1 840,39	1 840,39
14	1 208,08	135,8	271,4	72,6	31,62	0,00	84,3	0,00	1 803,8	1 803,8
15	1 246,43	135,8	271,4	72,6	16,07	0,00	84,3	0,00	1 826,6	1 826,6
16	1 182,71	135,8	271,4	72,6	21,43	0,00	84,3	0,00	1 768,24	1 768,24
17	1 219,98	135,8	271,4	72,6	31,9	0,00	84,3	0,00	1 815,98	1 815,98
18	1 156,33	135,8	271,4	72,6	140,81	40,32	84,3	0,00	1 901,56	1 901,56
19	1 103,76	135,8	271,4	72,6	140,81	33,47	84,3	0,00	1 842,13	1 842,13
20	1 089,96	135,8	271,4	72,6	140,81	18,33	84,3	0,00	1 813,2	1 813,2
21	994,1	135,8	271,4	72,6	14,05	0,00	84,3	0,00	1 572,26	1 572,26
22	1 099,71	135,8	271,4	59,28	0,00	0,00	0,00	0,00	1 566,19	1 566,19
23	1 055,00	60,00	255,65	40,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 410,65	1 410,65

Fuente: elaboración propia.

En la figura 12 muestra el porcentaje de energía el cual fue generada por las centrales simuladas para abastecimiento de la demanda, cabe mencionar que el porcentaje de abastecimiento por parte de la generación base es alta, tomando en cuenta que para esta época existe una escasez de condiciones hidrológicas favorables, pero se cuenta con un gran aporte por centrales generadoras de biomasa.

Se tiene un porcentaje mínimo de abastecimiento de la demanda por motores recíprocos cuya fuente primaria es el combustible bunker (tecnología menos económica).

Figura 12. **Gráfica de despacho de centrales del Sistema Eléctrico de Potencia de Guatemala en época seca**



Fuente: elaboración propia.

3.1.2. Despacho época lluviosa

Para el despacho simulado de Guatemala en época lluviosa, La generación base del parque generador de Guatemala se simula en el generador 1.A diferencia del escenario de época seca, esta generación base está

conformada por centrales hidroeléctricas, eólicas, solares, geotérmicas y no se cuenta con la generación a base de biomasa. Otra característica particular de esta época es un incremento en el aporte de energía de las centrales hidroeléctricas. Los montos de generación fueron tomados del despacho diario publicado por el AMM para la operación del miércoles 12 de septiembre de 2018.

Las centrales de carbón, San Jose y Jaguar Energy fueron simuladas con los generadores 2 y 3, de la misma forma en que se realizó en época seca, ya que son centrales de gran importancia en Sistema Eléctrico de Potencia de Guatemala y que pueden considerarse como generación base.

Las centrales correspondientes a Ingenio Santa Ana e Ingenio Magdalena fueron simuladas con el generador 4, tomando como criterio de unificación, que estas dos centrales poseen un costo de operación y mantenimiento similar y ambas son de la misma tecnología (carbón). Las centrales correspondientes a Trinidad bloque 5e Ingenio Pantaleón bloque 3 fueron simuladas con el generador 5, tomando el mismo criterio que el generador 4, haciendo la salvedad que el combustible de estas generadoras es Bunker por lo tanto es generación menos económica.

Para la época lluviosa, a diferencia de la época seca, los ingenios no generan con bagazo, utilizan otros tipos de combustibles menos económicos y aunado a esto, se tiene disponibilidad de generación proveniente de centrales hidroeléctricas que por su versatilidad de operación y la capacidad para poder realizar transferencias de energía entre horas en el transcurso del día, provocan que los ingenios no sean convocados a generar en el Sistema Eléctrico Nacional y por lo tanto no son considerados como generación base.

Las centrales de carbón San Isidro y Generadora Costa Sur fueron simuladas con los generadores 6 y 7 respectivamente. Por último, Arizona se simuló con el generador 8, se tomó en cuenta esta central ya que es la central que está conformada con la mayor cantidad de motores recíprocos la cual la hacen la central con mayor capacidad instalada con respecto a las otras centrales con este tipo de tecnología y debido a que en época lluviosa la demanda disminuye con respecto a la época de verano. El abastecimiento de la demanda con generación bunker es mínima.

En la tabla XXXIX se muestra la Lista de mérito del despacho simulado para el Sistema Eléctrico de Potencia de Guatemala en época lluviosa, en el cual se muestran las capacidades máximas de las generadoras simuladas y sus costos variables de generación. Para el generador 1, se modelo de igual forma que para época seca, solo que con valores tomados del despacho diario mencionado en este capítulo.

Tabla XXXIX. **Lista de mérito de generadores simulados**

GENERADOR	P_{MAX}(MW)	COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN (\$/MWH)
G1	541,4	2,00
G2	135,8	55,50
G3	271,4	57,00
G4	112,2	69,30
G5	97,8	85,30
G6	55,7	72,20
G7	29,4	70,70
G8	156,3	112,50

Fuente: elaboración propia.

En cuanto a la simulación de la demanda se tomó en cuenta una demanda conformada por la demanda nacional proyectada y las exportaciones pactadas tanto con México como con América Central para el día del cual se tomaron los datos de despacho diario.

En la tabla XL se muestra el despacho que dio como resultado la simulación del parque generador tomando en cuenta las capacidades mínimas y máximas de cada central, restricciones de arranque y parada, los costos de generación y las pérdidas que existen en la red de transmisión.

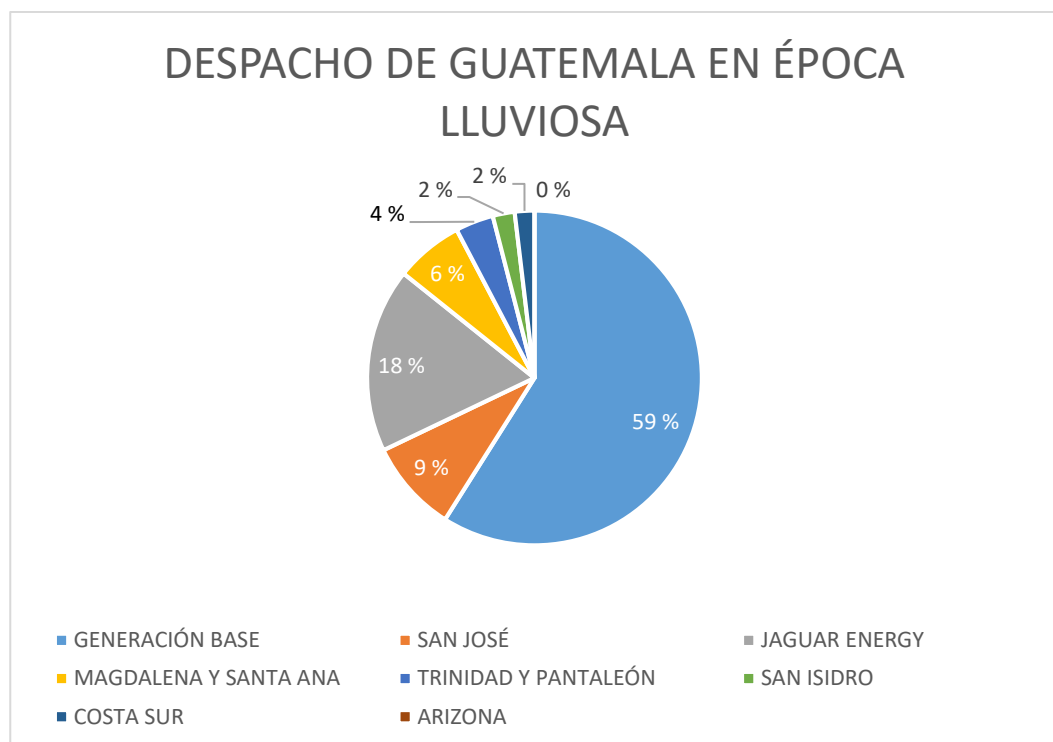
Tabla XL. Despacho económico del Sistema Nacional Interconectado de Guatemala simulado para época lluviosa

DESPACHO GUATEMALA										
Central	GENERACIÓN BASE	SAN JOSÉ	JAGUAR ENERGY	MAGDALENA Y SANTA ANA	TRINIDAD Y PANTALEON	ISIDRO	COSTA SUR	ARIZONA	Total de GEN	Demanda
HORA	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8		
0	541,38	135,8	271,4	112,2	56,00	33,58	29,4	0,00	1 179,76	1 179,76
1	526,34	135,8	271,4	110,99	56,00	30,00	29,4	0,00	1 159,93	1 159,93
2	557,5	135,8	271,4	112,2	56,00	43,83	29,4	0,00	1 206,13	1 206,13
3	506,21	135,8	271,4	112,2	56,00	35,06	29,4	0,00	1 146,07	1 146,07
4	495,22	135,8	271,4	112,2	56,00	40,32	29,4	0,00	1 140,34	1 140,34
5	656,95	135,8	271,4	87,61	56,00	30,00	29,4	0,00	1 267,16	1 267,16
6	761,49	135,8	271,4	112,2	56,00	45,47	29,4	0,00	1 411,76	1 411,76
7	839,28	135,8	271,4	110,1	56,00	30,00	29,4	0,00	1 471,98	1 471,98
8	992,53	135,8	271,4	108,61	56,00	30,00	29,4	0,00	1 623,74	1 623,74
9	1 020,21	135,8	271,4	109,69	56,00	30,00	29,4	0,00	1 652,5	1 652,5
10	1 098,28	135,8	271,4	109,57	56,00	30,00	29,4	0,00	1 730,45	1 730,45
11	1 111,13	135,8	271,4	108,81	56,00	30,00	29,4	0,00	1 742,54	1 742,54
12	1 133,26	135,8	271,4	108,46	56,00	30,00	29,4	0,00	1 764,32	1 764,32
13	1 104,37	135,8	271,4	108,49	56,00	30,00	29,4	0,00	1 735,46	1 735,46
14	1 111,12	135,8	271,4	112,2	56,00	32,14	29,4	0,00	1 748,06	1 748,06
15	1 078,37	135,8	271,4	112,2	56,00	32,11	29,4	0,00	1 715,28	1 715,28
16	1 067,72	135,8	271,4	111,55	56,00	30,00	29,4	0,00	1 701,87	1 701,87
17	1 126,16	135,8	265,27	50,00	56,00	30,00	20,00	0,00	1 683,23	1 683,23
18	1 167,15	135,8	271,4	91,64	56,00	30,00	29,4	0,00	1 781,39	1 781,39
19	1 171,8	135,8	271,4	91,64	56,00	30,00	29,4	0,00	1 786,04	1 786,04
20	1 098,03	135,8	271,4	91,64	56,00	30,00	29,4	0,00	1 712,27	1 712,27
21	797,07	135,8	271,4	95,64	56,00	30,00	29,4	0,00	1 415,31	1 415,31
22	829,22	135,8	271,4	73,71	56,00	30,00	29,4	0,00	1 425,53	1 425,53
23	735,62	135,8	271,4	50,00	56,00	30,00	24,59	0,00	1 303,41	1 303,41

Fuente: elaboración propia.

En la figura 13 muestra el porcentaje de energía el cual fue generada por las centrales simuladas para abastecimiento de la demanda, cabe mencionar que el porcentaje de abastecimiento por parte de la generación base se ve disminuido por la contribución de la generación proveniente de la Biomasa, pero se incrementa el aporte de generación proveniente de las centrales hidroeléctricas. Se observa que para el abastecimiento de la demanda y exportaciones únicamente es necesaria las generadoras a base de carbón, observando que para ciertas horas las mismas se encuentran forzadas, esto debido a que poseen restricción de arranque y parada.

Figura 13. **Gráfica de despacho de centrales del Sistema Eléctrico de Potencia de Guatemala en época lluviosa**



Fuente: elaboración propia.

3.2. Despacho económico del Sistema Nacional Interconectado de Honduras

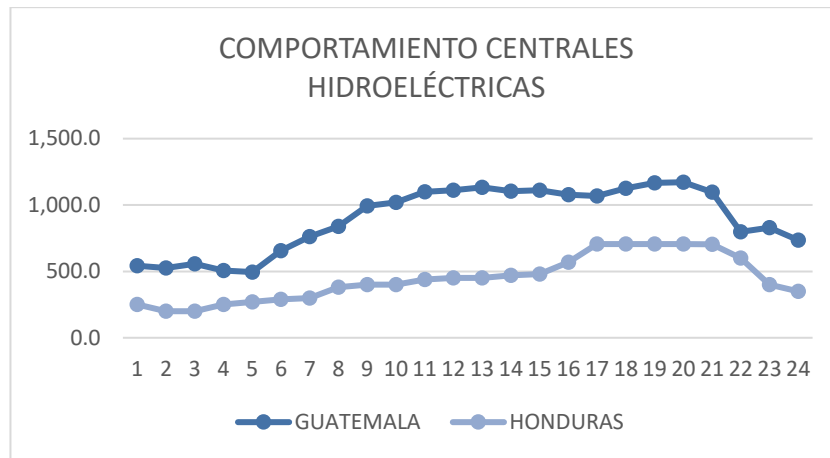
Para los despachos simulando el Sistema Eléctrico de Potencia de Honduras, debido a la cantidad de celdas cambiantes que permite el complemento solver de Excel, se realizó una reducción del parque generador, el cual estará conformado por 8 generadores que representan las tecnologías existentes en la matriz energética de Honduras.

3.2.1. Despacho época seca

Como Honduras no cuenta con publicación de despachos diarios de generación eléctrica, los datos simulados se obtuvieron del boletín estadístico correspondiente al mes de marzo de 2018. La simulación se llevó a cabo tomando en cuenta energía diaria por cada tecnología y se modeló la distribución de esa energía horariamente de tal forma que se tuviera un comportamiento igual a las centrales de Guatemala de igual tecnología y características.

Como se puede observar en la figura 14 los comportamientos son semejantes, siempre tomando en cuenta la capacidad instalada de centrales hidroeléctricas y respetando la energía publicada por la Empresa de Energía Eléctrica de Honduras (ENEE) en el boletín estadístico. De la misma forma se realizó la simulación de despacho de centrales solares y eólicas.

Figura 14. **Gráfica de despacho de comportamiento de centrales hidroeléctricas del Sistema Eléctrico de Potencia de Guatemala y Honduras**



Fuente: elaboración propia.

Para las centrales de biomasa se tomó el criterio de un despacho constante, siempre respetando la energía publicada por ENEE. La demanda simulada se obtuvo de la página del Ente Operador Regional (EOR) en el cual muestra la demanda que se da en tiempo real de los países de América Central, tomando la demanda de Honduras correspondiente a un miércoles.

La simulación de los generadores se llevó de la siguiente forma:

- G1: centrales Hidroeléctricas
- G2: centrales de Biomasa
- G3: centrales Solares
- G4: centrales Eólicas
- G5: centrales Geotérmicas

- G6: centrales de carbón
- G7: centrales térmicas conformadas por motores diésel y turbinas de gas.

Los costos variables de generación utilizados para las centrales simuladas fueron establecidos de acuerdo con el tipo de tecnología y se asignaron valores iguales a los establecidos en el Sistema Eléctrico de Guatemala, según metodologías declaradas y en consistencia con el Mercado Internacional de Combustibles.

En la tabla XXXIX se muestra la lista de mérito del despacho simulado para el Sistema Eléctrico de Potencia de Honduras en época seca, en el cual se muestran las capacidades máximas de las generadoras simuladas y sus costos variables de generación. Para el generador 1, debido a que es un perfil variante en las 24 horas porque está conformado por el total de generación de todas las centrales generadoras que forman parte de la generación base del Sistema Eléctrico de Potencia de Honduras, no se modela una capacidad máxima constante sino un perfil de acuerdo al boletín estadístico mencionado en este capítulo.

Tabla XLI. **Lista de mérito de generadores simulados**

GENERADOR	P _{MAX} (MW)	COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN (\$/MWH)
G1	X	2,00
G2	209,7	55,50
G3	481,9	15,00
G4	225,0	8,00
G5	35,0	10,00
G6	135,0	57,00
G7	875,1	112,50

Fuente: elaboración propia.

En la tabla XLII se muestra el despacho que dio como resultado la simulación del Sistema Eléctrico de Honduras reducido, tomando en cuenta los criterios que se establecieron y se explicaron anteriormente, los costos de generación y todas las restricciones, las cuales se modelaron de la misma forma como se mostró en capítulos anteriores.

Tabla XLII. Despacho económico del Sistema Nacional Interconectado de Honduras simulado para época seca

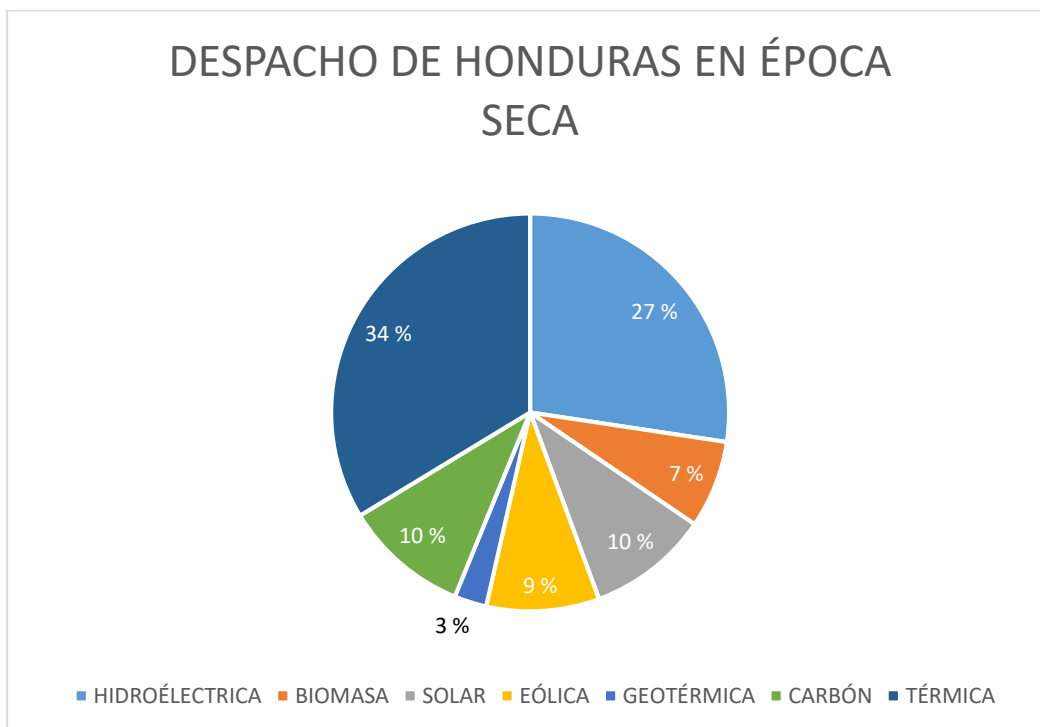
DESPACHO HONDURAS (MW)									
CENTRAL	HIDROÉLECTRICA	BIOMASA	SOLAR	EÓLICA	GEOTÉRMICA	CARBÓN	TÉRMICA	Total de GEN	Demanda
HORA	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7		
0	125,00	94,75	0,00	225,00	35,00	135,00	456,66	1 071,41	1 071,41
1	115,00	94,75	0,00	225,00	35,00	135,00	430,27	1 035,02	1 035,02
2	100,00	94,75	0,00	180,00	35,00	135,00	438,66	983,41	983,41
3	100,00	94,75	0,00	170,00	35,00	135,00	437,82	972,57	972,57
4	105,00	94,75	0,00	169,00	35,00	135,00	499,49	1 038,24	1 038,24
5	170,00	94,75	0,00	165,00	35,00	135,00	448,57	1 048,32	1 048,32
6	210,00	94,75	135,40	160,00	35,00	135,00	386,46	1 156,61	1 156,61
7	290,00	94,75	80,00	155,00	35,00	135,00	410,04	1 199,79	1 199,79
8	350,00	94,75	200,00	145,00	35,00	135,00	297,27	1 257,02	1 257,02
9	350,00	94,75	481,90	111,00	35,00	135,00	161,92	1 369,57	1 369,57
10	360,00	94,75	481,90	80,00	35,00	135,00	233,87	1 420,52	1 420,52
11	410,00	94,75	481,90	60,00	35,00	135,00	277,91	1 494,56	1 494,56
12	410,00	94,75	481,90	60,00	35,00	135,00	301,70	1 518,35	1 518,35
13	430,00	94,75	370,00	60,00	35,00	135,00	410,38	1 535,13	1 535,13
14	440,00	94,75	270,00	65,00	35,00	135,00	459,39	1 499,14	1 499,14
15	460,00	94,75	93,00	65,00	35,00	135,00	665,27	1 548,02	1 548,02
16	560,00	94,75	49,00	60,00	35,00	135,00	539,92	1 473,67	1 473,67
17	665,00	94,75	30,00	50,00	35,00	135,00	379,90	1 389,65	1 389,65
18	665,00	94,75	0,00	50,00	35,00	135,00	637,62	1 617,37	1 617,37
19	669,00	94,75	0,00	78,00	35,00	135,00	591,24	1 602,99	1 602,99
20	655,00	94,75	0,00	100,00	35,00	135,00	536,68	1 556,43	1 556,43
21	540,00	94,75	0,00	150,00	35,00	135,00	584,10	1 538,85	1 538,85
22	310,00	94,75	0,00	170,00	35,00	135,00	639,01	1 383,76	1 383,76
23	260,00	94,75	0,00	180,00	35,00	135,00	536,59	1 241,34	1 241,34

Fuente: elaboración propia.

En la figura 15 se muestran los porcentajes de abastecimiento por cada generador simulado del Sistema Eléctrico de Honduras, obtenidos de la tabla

que se muestra en la tabla XLII , se puede observar que la generación con Motores diésel y Turbinas de gas tienen mayor participación en la cobertura para el abastecimiento de la demanda, la tecnología predominante en la operación económica del Sistema Eléctrico de Potencia de Honduras tiende a fijar precios de oportunidad de la energía mucho mayores que los utilizados en el Sistema Eléctrico de Potencia de Guatemala.

Figura 15. **Gráfica de despacho de centrales del Sistema Eléctrico de Potencia de Honduras en época seca**



Fuente: elaboración propia.

3.2.2. Despacho época lluviosa

Para la simulación del despacho de generación en época lluviosa para el Sistema Eléctrico de Potencia de Honduras se tomarán los mismos criterios utilizados para la época seca, con la diferencia que los datos de energía publicados por ENEE se obtuvieron del boletín estadístico de septiembre 2018 que corresponde a la época lluviosa. De igual forma se simuló el despacho obteniendo los resultados que se muestran en la tabla XLIV, estos resultados igualmente amarrados a los criterios y restricciones del despacho en época seca.

En la tabla XLIII se muestra la lista de mérito del despacho simulado para el Sistema Eléctrico de Potencia de Honduras en época seca, en el cual se muestran las capacidades máximas de las generadoras simuladas y sus costos variables de generación. Para el generador 1, se modeló de igual forma que para época seca, solo que con valores tomados del boletín estadístico mencionado en este capítulo.

Tabla XLIII. **Lista de mérito de generadores simulados**

GENERADOR	P _{MAX} (MW)	COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN (\$/MWH)
G1	X	2,00
G2	209,7	55,50
G3	481,9	15,00
G4	225,0	8,00
G5	35,0	10,00
G6	135,0	57,00
G7	875,1	90,00

Fuente: elaboración propia.

Tabla XLIV. **Despacho económico del Sistema Nacional Interconectado de Honduras simulado para época lluviosa**

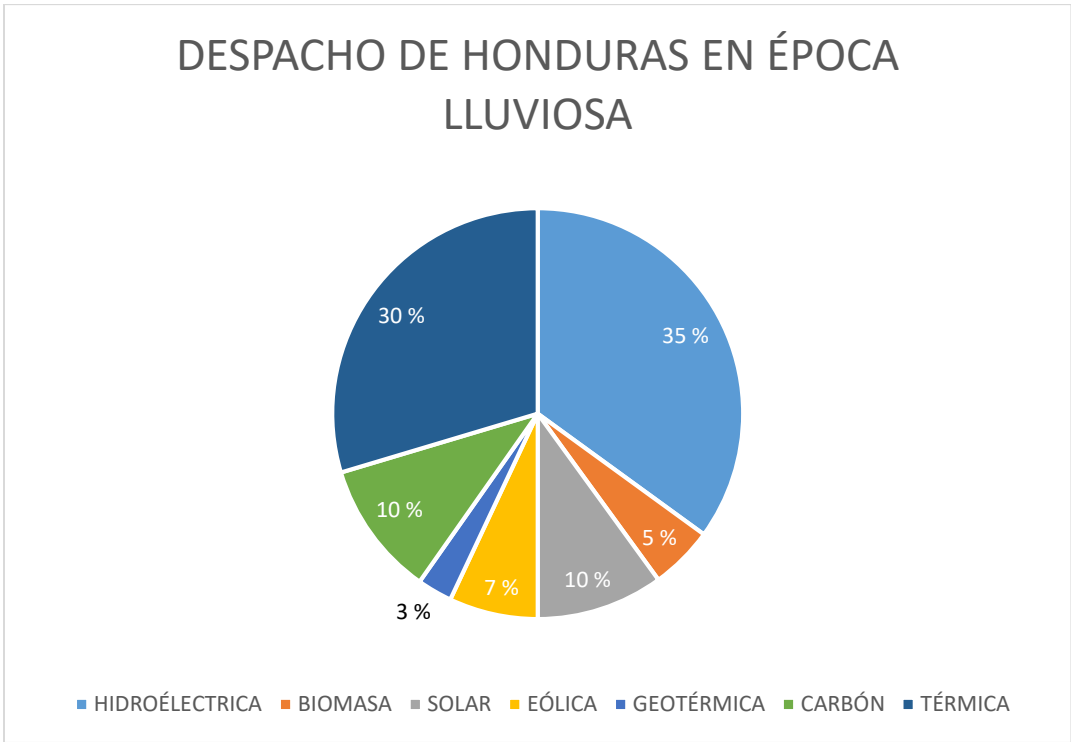
DESPACHO HONDURAS (MW)									
CENTRAL	HIDROÉLECTRICA	BIOMASA	SOLAR	EÓLICA	GEOTÉRMICA	CARBÓN	TÉRMICA	Total de GEN	Demanda
HORA	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7		
0	250,00	63,54	0,00	225,00	35,00	135,00	299,76	1 008,30	1 008,30
1	200,00	63,54	0,00	225,00	35,00	135,00	307,09	965,63	965,63
2	200,00	63,54	0,00	150,00	35,00	135,00	349,27	932,81	932,81
3	250,00	63,54	0,00	140,00	35,00	135,00	289,87	913,41	913,41
4	270,00	63,54	0,00	139,00	35,00	135,00	273,90	916,44	916,44
5	290,00	63,54	0,00	135,00	35,00	135,00	311,78	970,32	970,32
6	300,00	63,54	30,76	130,00	35,00	135,00	393,50	1 087,80	1 087,80
7	380,00	63,54	80,00	125,00	35,00	135,00	277,46	1 096,00	1 096,00
8	400,00	63,54	200,00	115,00	35,00	135,00	270,06	1 218,60	1 218,60
9	400,00	63,54	481,90	81,00	35,00	135,00	120,16	1 316,60	1 316,60
10	440,00	63,54	481,90	33,00	35,00	135,00	185,96	1 374,40	1 374,40
11	450,00	63,54	481,90	18,00	35,00	135,00	263,76	1 447,20	1 447,20
12	450,00	63,54	481,90	23,00	35,00	135,00	297,46	1 485,90	1 485,90
13	470,00	63,54	370,00	30,00	35,00	135,00	356,66	1 460,20	1 460,20
14	480,00	63,54	270,00	25,00	35,00	135,00	464,86	1 473,40	1 473,40
15	568,06	63,54	93,00	25,00	35,00	135,00	547,10	1 466,70	1 466,70
16	705,80	63,54	49,00	30,00	35,00	135,00	418,96	1 437,30	1 437,30
17	705,80	63,54	30,00	20,00	35,00	135,00	365,56	1 354,90	1 354,90
18	705,80	63,54	0,00	15,00	35,00	135,00	580,86	1 535,20	1 535,20
19	705,80	63,76	0,00	71,25	35,00	135,00	546,09	1 556,90	1 556,90
20	705,00	63,54	0,00	35,00	35,00	135,00	539,96	1 513,50	1 513,50
21	600,00	63,54	0,00	95,00	35,00	135,00	511,36	1 439,90	1 439,90
22	400,00	63,54	0,00	120,00	35,00	135,00	568,56	1 322,10	1 322,10
23	350,00	63,54	0,00	130,00	35,00	135,00	496,56	1 210,10	1 210,10

Fuente: elaboración propia.

Para esta época se observó una mayor cobertura por centrales Hidroeléctricas, por lo que se redujo el porcentaje de abastecimiento por Motores Reciprocantes, pero el porcentaje de reducción es mínimo. Estas condiciones serían convenientes para un despacho unificado de los Sistemas Eléctricos de Potencia de Guatemala y Honduras, ya que como se observó la generación de centrales de carbón de Guatemala para ciertos periodos horarios se encontraban operando al mínimo técnico de su capacidad de diseño, esto por restricciones de arranque y parada, propias de estas tecnologías. Por lo que al unificar los Sistemas Eléctricos de Potencia de Guatemala y Honduras se

incrementaría la demanda en esos periodos y estas centrales de generación podrían generar a su capacidad máxima. Las centrales generadoras de Honduras a base de motores reciprocantes tenderían a un despacho menor, incidiendo directamente en el precio de oportunidad de la energía en esos periodos horarios.

Figura 16. **Gráfica de despacho de centrales del Sistema Eléctrico de Potencia de Honduras en época lluviosa**



Fuente: elaboración propia.

3.3. Despacho unificado de los Sistemas Nacionales Interconectados de Guatemala y Honduras.

Para los despachos simulando la unificación de los Sistemas Eléctricos de Potencia de Guatemala y Honduras, al igual que en los despachos anteriores se realizó una reducción del parque generador, el cual tendrá como máximo 8 generadores, que estarán conformados por centrales que conforman el Sistema Eléctrico de Potencia de ambos países, esta conformación varía de acuerdo con la época en que se realizó la optimización del despacho de generación.

3.3.1. Despacho época seca

Para el despacho simulando la unificación de los Sistemas Eléctricos de Potencia de Guatemala y Honduras, se utilizaron los despachos diarios publicados por el AMM y las publicaciones por la ENEE para los días simulados en los despachos por separado. En el generador 1 se modeló la generación base de Guatemala, el cual fue tomada del despacho simulado para época seca del Sistema Eléctrico de Potencias de Guatemala, la generación base de Honduras fue modelada en el generador 2, se modela la generación base de Honduras.

Las 2 centrales a base de carbón con mayor capacidad de Guatemala, el cual corresponden a San José y Jaguar Energy, fueron simuladas con el generador 3. Las centrales de carbón San Isidro y La Libertad fueron simuladas con el generador 4, tomando el criterio de que estas dos centrales tienen un costo de operación y mantenimiento muy cercano.

Los motores reciprocantes modelados en la época seca del despacho del Sistema Eléctrico de Guatemala (Arizona, Textiles del Lago, Térmica y Las

Palmas Bunker) fueron simuladas en el generador 5, no se utilizaron más motores existentes en el Sistema Eléctrico de Potencia de Guatemala, ya que estos no eran necesarios para abastecimiento de las demandas y poseen un costo variable similar a las centrales de motores recíprocantes de Honduras, por lo que no sería de gran ayuda reemplazar generación del mismo costo a mayor distancia de punto de entrega.

En la tabla XLV se muestra la lista de mérito del despacho simulado para la unificación de los Sistemas Eléctricos de Potencia de Guatemala y Honduras en época seca, en el cual se muestran las capacidades máximas de las generadoras simuladas y sus costos variables de generación. Los generadores 1 y 2 fueron simulados con los perfiles establecidos en los despachos por separado de cada Sistema Eléctrico en época seca, por lo que no se fijó una capacidad máxima para estos 2 generadores.

Tabla XLV. **Lista de mérito de generadores simulados**

GENERADOR	P_{MAX}(MW)	COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN (\$/MWH)
G1	X	2,00
G2	X	2,00
G3	407,2	55,45
G4	72,6	74,54
G5	291,9	117,17
G6	135,0	56,96
G7	875,1	117,17

Fuente: elaboración propia.

Las centrales de carbón pertenecientes al Sistema Eléctrico de Potencia de Honduras fueron simuladas con el generador 6, por último los motores reciprocantes de Honduras fueron simulados con el generador 7.

En la tabla XLVI se muestra el despacho que dio como resultado la simulación de la unificación de ambos Sistemas Eléctricos de Potencia tomando en cuenta los criterios que se establecieron y se explicaron anteriormente, los costos de generación y las restricciones que fueron modeladas.

Tabla XLVI. Despacho económico unificando los Sistemas Nacionales Interconectados de Guatemala y Honduras simulado para época seca

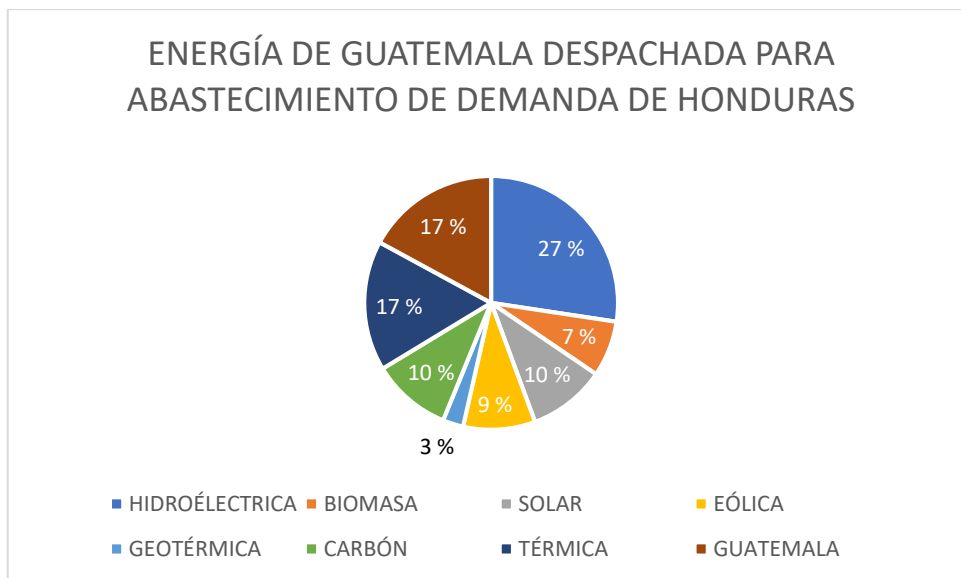
DESPACHO UNIFICANDO SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA DE GUATEMALA Y HONDURAS (MW)									
CENTRAL	BASE GUATEMALA	BASE HONDURAS	SAN JOSÉ/JAGUAR ENERGY	SAN ISIDRO Y LA LIBERTAD	MOTOR GUATEMALA	CARBÓN HONDURAS	TERMICA HONDURAS		
HORA	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	Total de GEN	Demanda
0	908,20	454,75	407,20	72,60	291,90	135,00	223,20	2 492,85	2 492,85
1	768,44	469,75	407,20	72,60	288,35	135,00	0,00	2 141,34	2 141,34
2	756,11	454,75	407,20	72,60	241,48	135,00	0,00	2 067,14	2 067,14
3	770,43	399,75	407,20	72,60	291,90	135,00	16,92	2 093,80	2 093,80
4	866,71	403,75	407,20	72,60	291,90	135,00	115,22	2 292,38	2 292,38
5	943,90	464,75	407,20	72,60	291,90	135,00	78,13	2 393,48	2 393,48
6	972,50	529,75	407,20	72,60	291,90	135,00	227,23	2 636,18	2 636,18
7	1 087,80	760,15	407,20	72,60	291,90	135,00	161,91	2 916,56	2 916,56
8	1 131,86	824,75	407,20	72,60	291,90	135,00	123,87	2 987,18	2 987,18
9	1 294,60	1 072,65	407,20	72,60	277,99	135,00	0,00	3 260,04	3 260,04
10	1 330,04	1 051,65	407,20	72,60	291,90	135,00	57,70	3 346,09	3 346,09
11	1 269,17	1 081,65	407,20	72,60	291,90	135,00	101,94	3 359,46	3 359,46
12	1 214,57	1 081,65	407,20	72,60	291,90	135,00	125,20	3 328,12	3 328,12
13	1 245,06	989,75	407,20	72,60	291,90	135,00	234,01	3 375,52	3 375,52
14	1 208,08	904,75	407,20	72,60	291,90	135,00	283,41	3 302,94	3 302,94
15	1 246,43	747,75	407,20	72,60	291,90	135,00	473,74	3 374,62	3 374,62
16	1 182,71	798,75	407,20	72,60	291,90	135,00	353,75	3 241,91	3 241,91
17	1 219,98	874,75	407,20	72,60	291,90	135,00	204,20	3 205,63	3 205,63
18	1 156,33	844,75	407,20	72,60	291,90	135,00	611,15	3 518,93	3 518,93
19	1 103,76	856,75	407,20	72,60	291,90	135,00	577,91	3 445,12	3 445,12
20	1 089,96	884,75	407,20	72,60	291,90	135,00	488,22	3 369,63	3 369,63
21	994,10	819,75	407,20	72,60	291,90	135,00	390,55	3 111,10	3 111,10
22	1 099,71	609,75	407,20	72,60	291,90	135,00	333,79	2 949,95	2 949,95
23	1 055,00	569,75	407,20	72,60	291,90	135,00	120,54	2 652,00	2 652,00

Fuente: elaboración propia.

En la figura 17 se muestra el porcentaje de la energía generada por centrales de Guatemala, la cual reemplazarán generación de Honduras, este porcentaje de generación de Guatemala proviene de tecnologías a base de carbón y bunker. De acuerdo con la tabla XLVI se observa un aporte mayor de energía proveniente de motores recíprocos.

Esto se debe a que para esta época, Guatemala ya posee la mayoría de centrales de carbón convocadas para despacho económico y estas ya se encuentran en la mayoría de las horas con su capacidad máxima para abastecimiento de la demanda nacional de Guatemala, inmediatamente después del despacho de estas centrales continúan motores recíprocos, estas centrales del Sistema Eléctrico de Potencia de Guatemala poseen costos variables muy cercanos a los motores del Sistema Eléctrico de Potencia de Honduras, por lo que no tendría algún beneficio despachar motores de Guatemala para abastecimiento de la demanda en Honduras. Esto debido a la distancia existente entre el generador y la demanda, se provocarían más pérdidas en el sistema de transmisión y sería más eficiente despachar centrales instaladas en el Sistema Eléctrico de Honduras.

Figura 17. **Gráfica de despacho de centrales del Sistema Eléctrico de Honduras con importación de energía proveniente de Guatemala en época seca**



Fuente: elaboración propia.

3.3.2. Despacho época lluviosa

Para el despacho simulando la unificación de los Sistemas Eléctricos de Potencia de Guatemala y Honduras en época lluviosa, se utilizaron los despachos diarios publicados por el AMM y las publicaciones de informes estadísticos de la ENEE correspondientes al mes de septiembre de 2018, con esta información se creó la base de datos de los sistemas unificados para los días de estudio simulados. En el generador 1 se modeló la generación base de Guatemala, en el generador 2 se modela la generación base de Honduras.

Las centrales a base de carbón con mayor capacidad de Guatemala el cual corresponden a San José y Jaguar Energy fueron simuladas en el generador 3, los ingenios que se encuentran convocados según despacho de Guatemala en esta época, el cual corresponden a Ingenio Magdalena, Santa Ana, Trinidad, Pantaleón y San Isidro, se modelaron en el generador 4. Este generador se modelo con la suma de las capacidades máximas de los ingenios mencionados y el costo variable fue asignado con un promedio de los costos de las centrales según despacho de Guatemala.

Para este despacho simulado, en el generador 5 se modelaron los mismos motores reciprocantes modelados en el despacho unificado de los Sistemas Eléctricos de Potencia de Guatemala y Honduras en época seca(Arizona, Textiles del Lago, Térmica y Las Palmas Bunker).Las centrales de carbón y los motores reciprocantes pertenecientes al Sistema Eléctrico de Potencia de Honduras fueron modelados con el generador 6 y 7 respectivamente.

En la tabla XLVII se muestra la Lista de mérito del despacho simulado para la unificación de los Sistemas Eléctricos de Potencia de Guatemala y Honduras en época lluviosa, en el cual se muestran las capacidades máximas de las generadoras simuladas y sus costos variables de generación. Los generadores 1 y 2 fueron simulados con los perfiles establecidos en los despachos por separado de cada Sistema Eléctrico en época lluviosa.

Tabla XLVII. Lista de mérito de generadores simulados

GENERADOR	P _{MAX} (MW)	COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN (\$/MWH)
G1	X	2
G2	X	2
G3	407,2	55,45
G4	295,1	85,31
G5	291,9	74,35
G6	135	56,96
G7	875,1	90

Fuente: elaboración propia.

En la tabla XLVIII se muestra el despacho que dio como resultado la simulación de la unificación de ambos Sistemas Eléctricos de Potencia tomando en cuenta los criterios establecidos anteriormente explicados, los costos de generación y todas las restricciones, el cual fueron modeladas.

Tabla XLVIII. Despacho económico unificando los Sistemas Nacionales Interconectados de Guatemala y Honduras simulado para época lluviosa

DESPACHO UNIFICANDO SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA DE GUATEMALA Y HONDURAS (MW)									
CENTRAL	BASE GUATEMALA	BASE HONDURAS	SAN JOSÉ/JAGUAR ENERGY	INGENIOS	MOTOR GUATEMALA	CARBÓN HONDURAS	TÉRMICA HONDURAS		
HORA	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	Total de GEN	Demanda
0	541,38	573,54	407,20	239,04	291,90	135,00	0,00	2 188,06	2 188,06
1	526,34	523,54	407,20	241,58	291,90	135,00	0,00	2 125,56	2 125,56
2	557,50	448,54	407,20	295,10	291,90	135,00	3,70	2 138,94	2 138,94
3	506,21	488,54	407,20	230,63	291,90	135,00	0,00	2 059,48	2 059,48
4	495,22	507,54	407,20	219,92	291,90	135,00	0,00	2 056,78	2 056,78
5	656,95	523,54	407,20	222,89	291,90	135,00	0,00	2 237,48	2 237,48
6	761,49	559,30	407,20	295,10	291,90	135,00	49,57	2 499,56	2 499,56
7	839,28	683,54	407,20	211,06	291,90	135,00	0,00	2 567,98	2 567,98
8	992,53	813,54	407,20	202,17	291,90	135,00	0,00	2 842,34	2 842,34
9	1 020,21	1 061,44	407,20	156,00	189,25	135,00	0,00	2 969,10	2 969,10
10	1 098,28	1 053,44	407,20	156,00	254,93	135,00	0,00	3 104,85	3 104,85
11	1 111,13	1 048,44	407,20	196,07	291,90	135,00	0,00	3 189,74	3 189,74
12	1 133,26	1 053,44	407,20	229,42	291,90	135,00	0,00	3 250,22	3 250,22
13	1 104,37	968,54	407,20	288,65	291,90	135,00	0,00	3 195,66	3 195,66
14	1 111,12	873,54	407,20	295,10	291,90	135,00	107,60	3 221,46	3 221,46
15	1 078,37	784,60	407,20	295,10	291,90	135,00	189,81	3 181,98	3 181,98
16	1 067,72	883,34	407,20	295,10	291,90	135,00	58,91	3 139,17	3 139,17
17	1 126,16	854,34	407,20	223,53	291,90	135,00	0,00	3 038,13	3 038,13
18	1 167,15	819,34	407,20	295,10	291,90	135,00	200,90	3 316,59	3 316,59
19	1 171,80	875,81	407,20	295,10	291,90	135,00	166,13	3 342,94	3 342,94
20	1 098,03	838,54	407,20	295,10	291,90	135,00	160,00	3 225,77	3 225,77
21	797,07	793,54	407,20	295,10	291,90	135,00	135,40	2 855,21	2 855,21
22	829,22	618,54	407,20	295,10	291,90	135,00	170,67	2 747,63	2 747,63
23	735,62	578,54	407,20	295,10	291,90	135,00	70,15	2 513,51	2 513,51

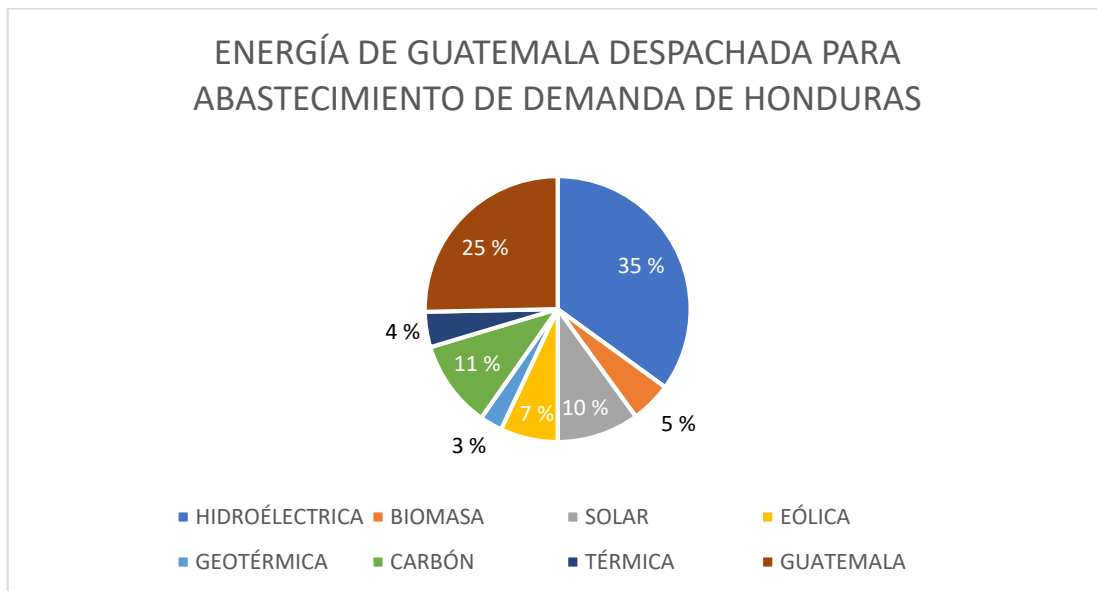
Fuente: elaboración propia.

En la figura 18 se muestra la energía generada por centrales de Guatemala, las cuales reemplazaron generación de Honduras, este porcentaje de generación despacha en Guatemala toma en cuenta tecnologías a base de carbón y bunker, pero de acuerdo con la tabla XLVIII se tiene un mayor despacho de motores recíprocos. A diferencia de la época seca el Sistema Eléctrico de Potencia de Guatemala posee centrales disponibles fuera de servicio que no están convocadas para despacho de generación debido a que

no son necesarias, ya que únicamente con la demanda de Guatemala estas centrales son necesarias por periodos muy cortos en el transcurso del día. Por lo que según políticas operativas semanales no son convocadas por despacho económico semanal por no proveer mayor beneficio al sistema y en los periodos donde estas centrales deberían de generar se utilizan motores reciprocantes por su facilidad de ingreso a línea.

Uno de los beneficios más marcados que se observó cuando se realizó la unificación de los dos sistemas, es el despacho a plena carga de las centrales a base de carbón en periodos de baja demanda para Guatemala. Esta generación suple demanda de Honduras a un menor costo teniendo como un beneficio adicional su despacho a plena carga.

Figura 18. **Gráfica de despacho de centrales de los Sistemas Eléctricos de Potencia de Guatemala y Honduras en época lluviosa**



Fuente: elaboración propia.

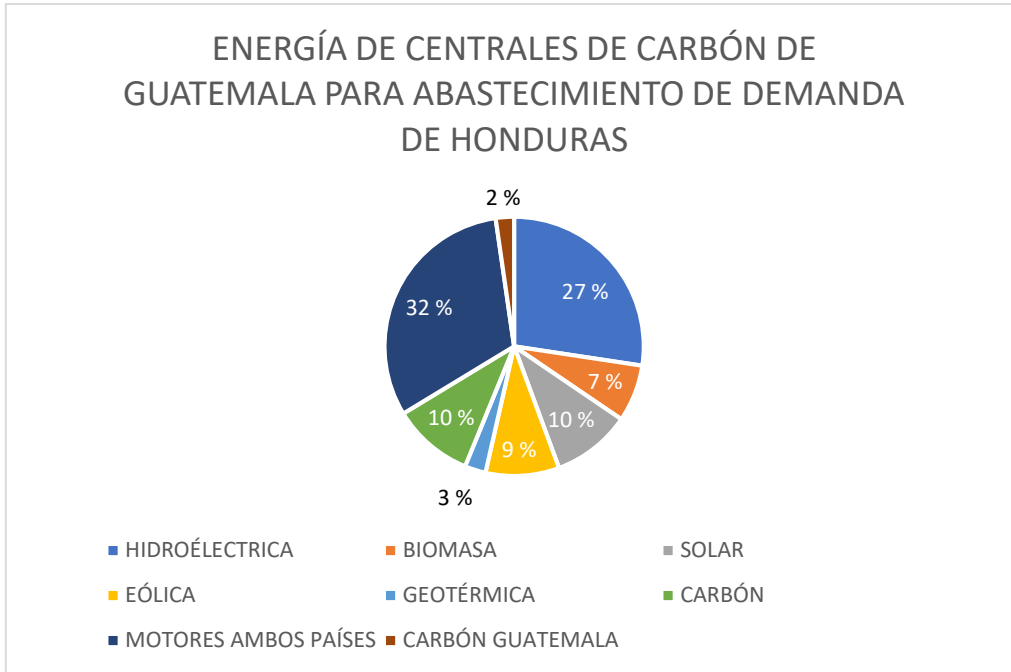
3.4. Análisis de la convocatoria de centrales de generación según despacho unificado de los Sistemas Nacionales Interconectados de Guatemala y Honduras

Guatemala es un país que posee mayor cantidad de generación que de demanda nacional, por lo que el AMM semanalmente realiza una optimización de despacho, realizando convocatoria semanal de centrales que tienen restricción de arranque y parada (carbón) y las que no son necesarias para despacho de generación en la semana, no son convocadas. Honduras en cambio un mayor aporte de generación por centrales de arranque rápido (motores recíprocos) por lo que su precio de oportunidad de la energía es mayor que el de Guatemala.

3.4.1. Análisis de convocatoria de centrales de carbón en época seca

Para esta época como se observó en el numeral 3.3.1 en la figura 18 para abastecimiento de la demanda nacional de Honduras se tiene un 17 % de generación proveniente de Guatemala, el cual está compuesto de un 2 % de centrales térmicas a base de carbón y el 15 % restante a base de motores recíprocos. En la se muestra el porcentaje de participación de la central de carbón que abastecen la demanda de Honduras.

Figura 19. **Gráfica de energía de centrales de carbón de Guatemala para abastecimiento de demanda de Honduras en época seca**



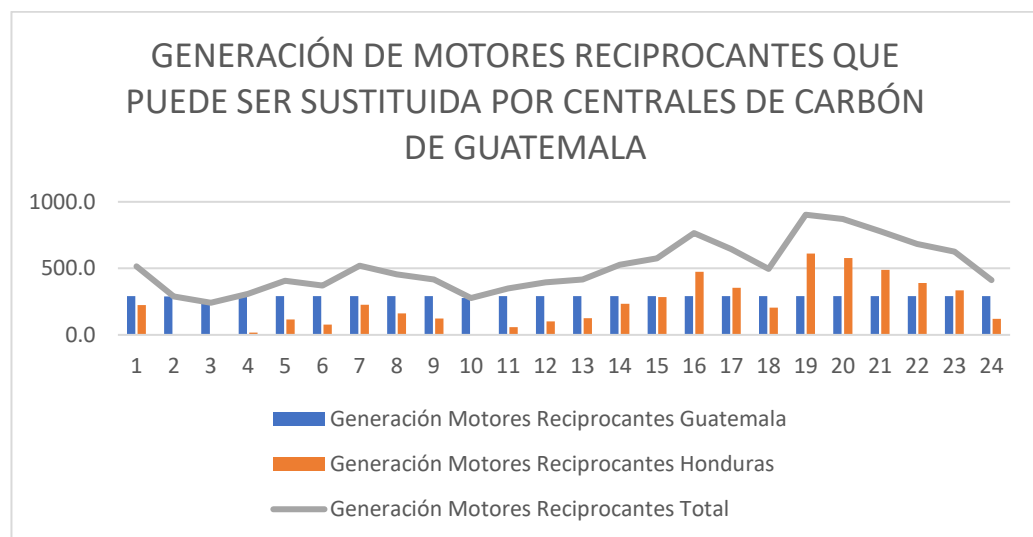
Fuente: elaboración propia.

En la figura 20 se muestra la generación por periodos horarios proveniente de motores reciprocantes de ambos países que se utilizó para abastecimiento de la demanda.

Esta generación podría ser reemplazada por generación de centrales de carbón provenientes del Sistema Eléctrico de Potencia de Guatemala, que se encuentran disponibles fuera de servicio según el despacho económico semanal. Estas centrales se encuentran fuera de servicio porque su despacho en el transcurso del día abarca pocos periodos, lo que hace ineficiente su ingreso. Con el incremento de la demanda debido a la unificación de los

sistemas en la optimización es posible que estas centrales sean despachadas todo el día o la mayor parte del día por lo cual su ingreso genera un beneficio para ambos sistemas.

Figura 20. **Gráfica de generación de motores reciprocantes que puede ser sustituida por centrales de carbón de Guatemala en época seca**

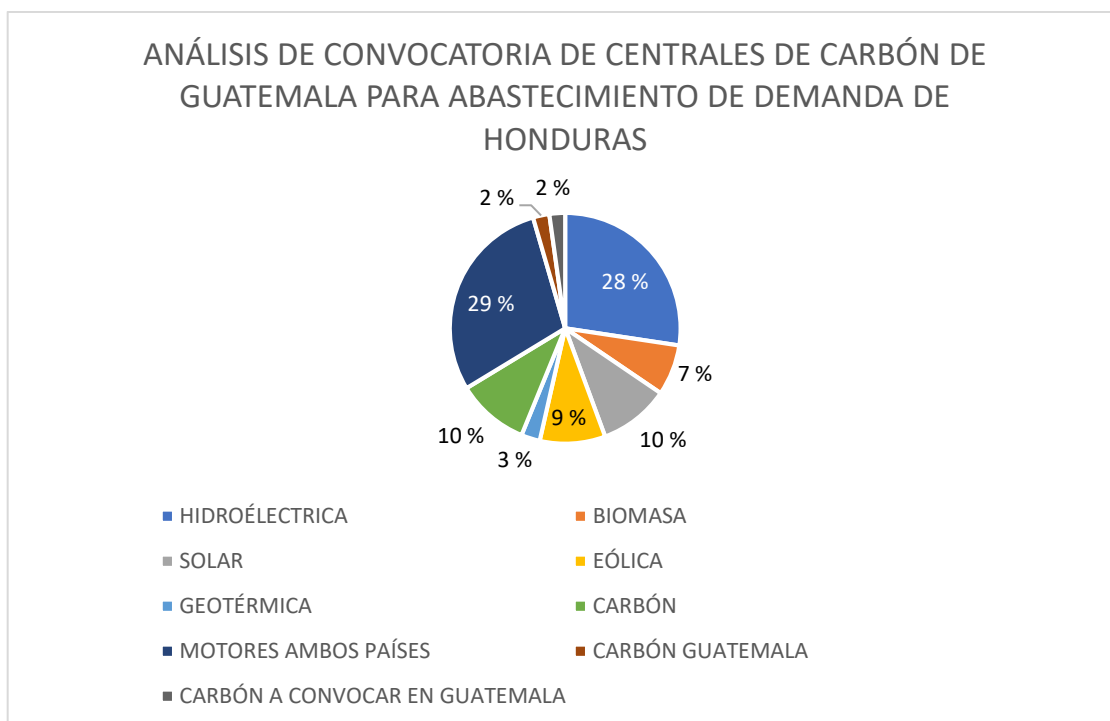


Fuente: elaboración propia.

Por medio del programa de despacho publicado por el AMM se obtuvieron las centrales de carbón que no se encuentran convocadas para despacho eléctrico nacional de Guatemala para esa semana, se verificó que en esta época únicamente se cuenta con la central Generadora Costa Sur fuera de servicio. Esta posee un costo variable menor al costo asociado a los motores reciprocantes. Esta central tiene una capacidad efectiva de 29,37MW y aportaría una energía de 0,704GWh al día, para abastecimiento de la demanda nacional de ambos países, reemplazando la generación proveniente de motores reciprocantes de ambos países.

En la figura 21 se muestra que, central Generadora Costa Sur reemplazó el 2 % de generación proveniente de motores recíprocos de ambos países. Asimismo, se incluye el porcentaje inicial de generación proveniente de centrales de carbón que ya se encontraban convocadas y proveyeron energía a demanda de Honduras en un 2 %. Para esta época se estimó un total correspondiente al 4 % de generación proveniente de centrales de carbón y se tuvo una disminución en el uso de generación proveniente de motores recíprocos de un 32 % a un 29 %.

Figura 21. **Gráfica de generación aportada por centrales de carbón convocadas por Guatemala para abastecimiento de demanda de Honduras en época seca**

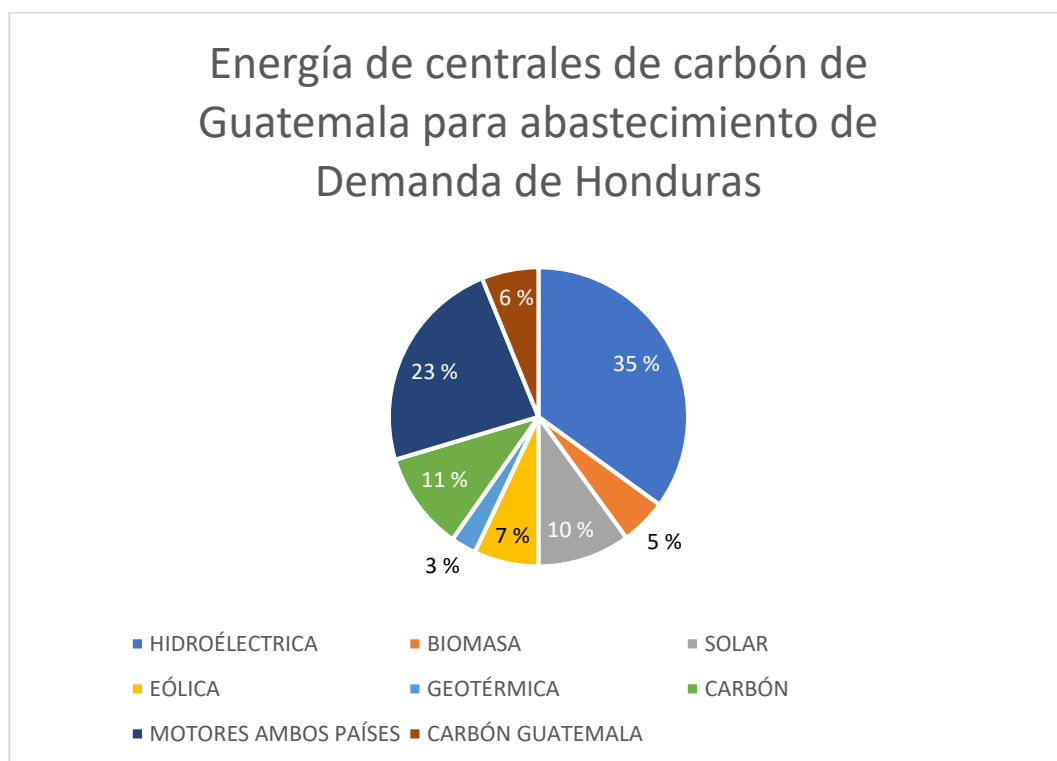


Fuente: elaboración propia.

3.4.2. Análisis de convocatoria de centrales de carbón en época lluviosa

Para esta época como se observó en el numeral 3.3.2 para abastecimiento de la demanda nacional de Honduras se tiene un mayor aporte de generación proveniente de Guatemala a base de motores recíprocos que por centrales de carbón, como se observa en la figura 22.

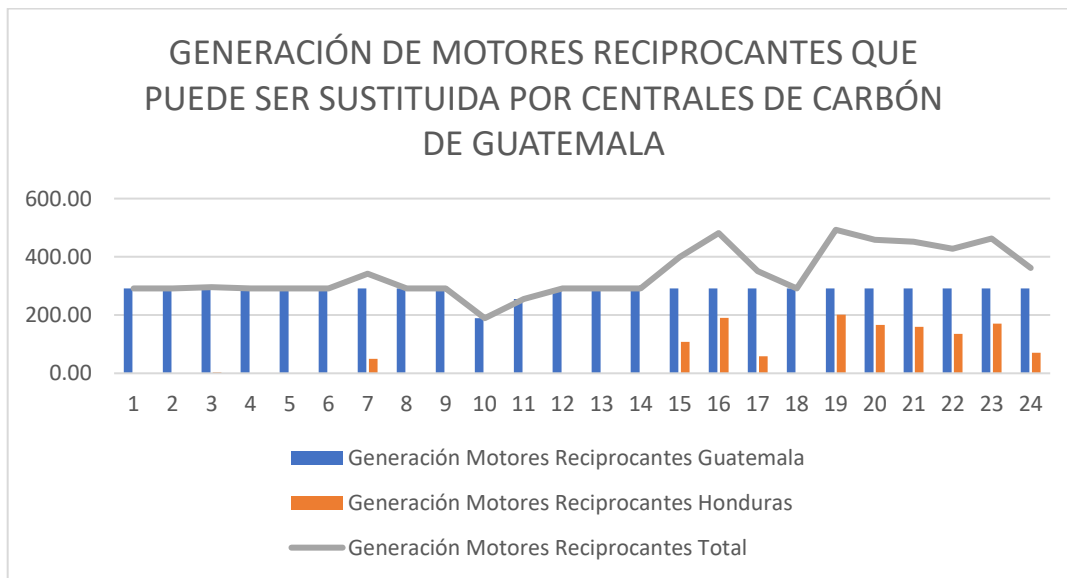
Figura 22. Gráfica de energía de centrales de carbón de Guatemala para abastecimiento de demanda de Honduras en época lluviosa



Fuente: elaboración propia.

En la figura 23 se muestra la generación por periodos horarios proveniente de los motores reciprocantes de ambos países y es utilizada para el abastecimiento de la demanda unificando de los Sistemas Eléctricos de Potencia de Guatemala y Honduras. Esta generación podría ser reemplazada por generación a base de centrales de carbón provenientes del Sistema Eléctrico de Potencia de Guatemala.

Figura 23. Gráfica de generación de motores reciprocantes que puede ser sustituida por centrales de carbón de Guatemala en época lluviosa



Fuente: elaboración propia.

Por medio del programa de despacho publicado por el AMM se obtuvo las centrales de carbón que no se encuentran convocadas para despacho eléctrico nacional de Guatemala en esa semana. A diferencia de la época seca,

Guatemala cuenta con una mayor cantidad de centrales a base de carbón fuera de servicio, las cuales corresponden a las siguientes:

- Magdalena Bloque 6, con una capacidad efectiva entregada al Sistema Eléctrico de Potencia de 56,23 MW y aportaría una energía de 1,349 GWh al día.
- Palo Gordo Bloque 2, con una capacidad efectiva entregada al Sistema Eléctrico de Potencia de 41,729 MW y aportaría una energía de 1,001GWh al día.
- Trinidad Bloque 4, con una capacidad efectiva entregada al Sistema Eléctrico de Potencia de 39,92 MW con una energía de 0,958GWh al día.

Para el caso de estudio se reemplazó la generación a base de motores reciprocantes de ambos países con generación de las centrales de carbón, las cuales fueron convocadas por la optimización del despacho al momento de unificar los Sistemas Eléctricos de Potencia de Guatemala y Honduras, por lo que se obtuvo el despacho que se muestra en la tabla XLIX.

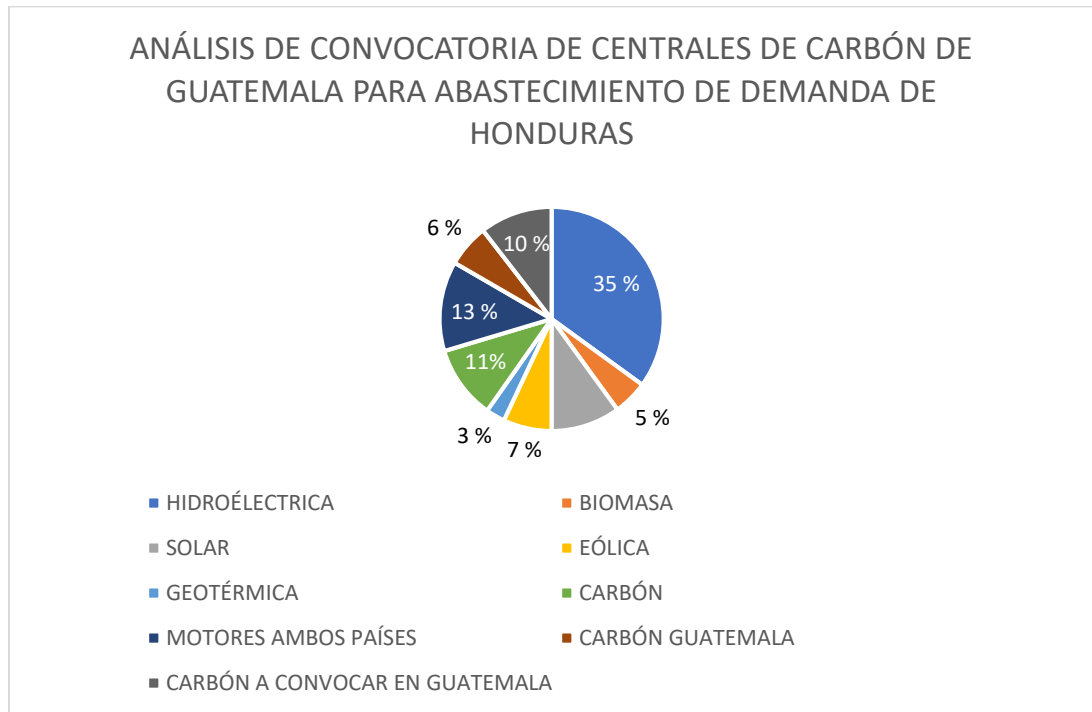
Tabla XLIX. Despacho unificado de centrales de los Sistemas Eléctricos de Potencia de Guatemala y Honduras tomando en cuenta la generación de centrales de carbón de Guatemala a convocar debido a la unificación de los sistemas época lluviosa

DESPACHO UNIFICADO (MW)										
SISTEMA ELÉCTRICO DE HONDURAS						CENTRALES DE ANÁLISIS			DESPACHO	DEMANDA
HIDROELÉCTRICA	BIOMASA	SOLAR	EÓLICA	GEOTÉRMICA	CARBON	MOTORES AMBOS PAISES	CARBÓN GUATEMALA	CARBÓN A CONVOCAR GUATEMALA		
250,00	63,54	0,00	225,00	35,00	135,00	97,95	63,92	137,88	1 008,30	1008,3
200,00	63,54	0,00	225,00	35,00	135,00	100,49	68,71	137,88	965,63	965,63
200,00	63,54	0,00	150,00	35,00	135,00	157,72	53,67	137,88	932,81	932,81
250,00	63,54	0,00	140,00	35,00	135,00	89,54	62,44	137,88	913,41	913,41
270,00	63,54	0,00	139,00	35,00	135,00	78,84	57,18	137,88	916,44	916,44
290,00	63,54	0,00	135,00	35,00	135,00	81,80	92,09	137,88	970,32	970,32
300,00	63,54	30,76	130,00	35,00	135,00	203,58	52,03	137,88	1 087,80	1087,8
380,00	63,54	80,00	125,00	35,00	135,00	69,97	69,60	137,88	1 096,00	1096
400,00	63,54	200,00	115,00	35,00	135,00	61,08	71,09	137,88	1 218,60	1218,6
400,00	63,54	481,90	81,00	35,00	135,00	0,00	70,01	50,15	1 316,60	1316,6
440,00	63,54	481,90	33,00	35,00	135,00	0,00	70,13	115,83	1 374,40	1374,40001
450,00	63,54	481,90	18,00	35,00	135,00	54,98	70,89	137,88	1 447,20	1447,2
450,00	63,54	481,90	23,00	35,00	135,00	88,33	71,24	137,88	1 485,90	1485,9
470,00	63,54	370,00	30,00	35,00	135,00	147,56	71,21	137,88	1 460,20	1460,2
480,00	63,54	270,00	25,00	35,00	135,00	261,61	65,36	137,88	1 473,40	1473,4
568,06	63,54	93,00	25,00	35,00	135,00	343,82	65,39	137,88	1 466,70	1466,7
705,80	63,54	49,00	30,00	35,00	135,00	212,92	68,15	137,88	1 437,30	1437,3
705,80	63,54	30,00	20,00	35,00	135,00	82,44	145,23	137,88	1 354,90	1354,9
705,80	63,54	0,00	15,00	35,00	135,00	354,91	88,06	137,88	1 535,20	1535,2
705,80	63,76	0,00	71,25	35,00	135,00	320,14	88,06	137,88	1 556,90	1556,9
705,00	63,54	0,00	35,00	35,00	135,00	314,01	88,06	137,88	1 513,50	1513,5
600,00	63,54	0,00	95,00	35,00	135,00	289,41	84,06	137,88	1 439,90	1439,9
400,00	63,54	0,00	120,00	35,00	135,00	324,68	105,99	137,88	1 322,10	1322,1
350,00	63,54	0,00	130,00	35,00	135,00	224,17	134,51	137,88	1 210,10	1210,1

Fuente: elaboración propia.

En la figura 24 se muestra el porcentaje de abastecimiento por estas centrales a base de carbón de Guatemala, las cuales fueron convocadas para abastecimiento de la demanda nacional de Honduras. Este porcentaje corresponde al 10 %, obteniendo una reducción en el porcentaje de abastecimiento por motores recíprocos, disminuyendo a un 13 %. Guatemala tendría un aporte del 16 % con centrales de carbón para abastecimiento de la demanda de Honduras y permitiendo un despacho continuo de estas centrales en Guatemala. Adicional a esto, se estaría estabilizando la convocatoria a línea para despacho de generación de estas centrales.

Figura 24. **Gráfica de generación aportada por centrales de carbón convocadas por Guatemala para abastecimiento de demanda de Honduras en época lluviosa**



Fuente: elaboración propia.

La central Generadora Las Palmas carbón se encuentra instalada en el territorio de Guatemala, actualmente no está habilitada comercialmente en Mercado Mayorista debido a que, por el poco tiempo que es convocada a ingresar a línea por bajas demandas o exceso de ofertas más económicas, la corporación a la cual pertenece ha decidido retirarla del Mercado Mayorista. De existir esta unificación del despacho de ambos países podría nuevamente ser

convocada para ingresar a línea por largos periodos y aumentar la generación proveniente de centrales de carbón para esta época.

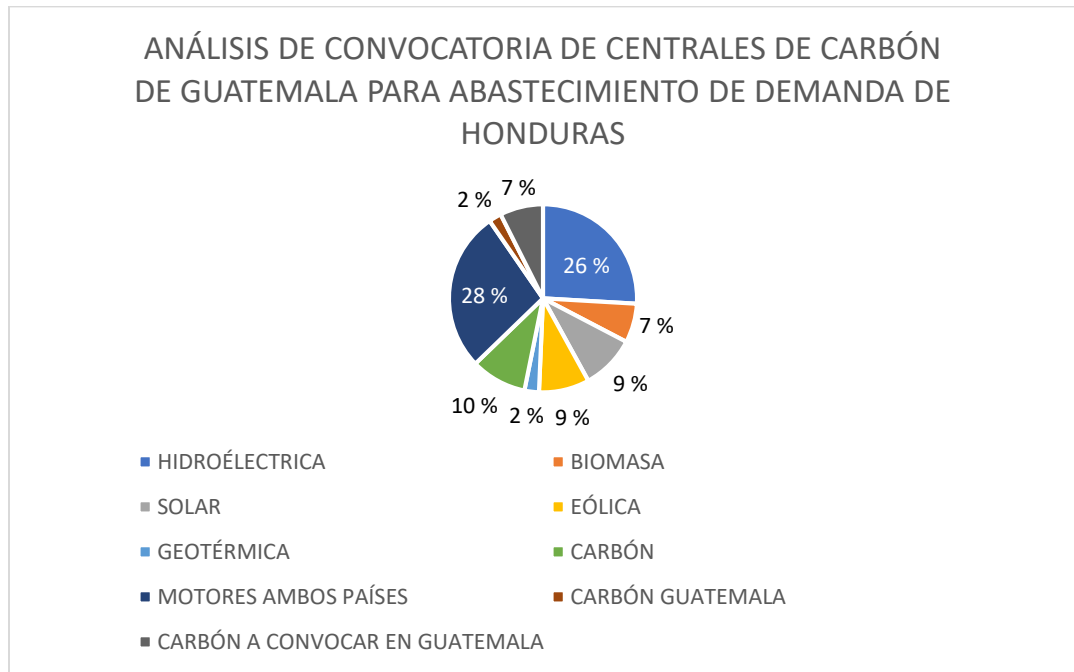
3.4.3. Análisis de incremento de precio de oportunidad del área de Guatemala

Al realizar el despacho de centrales generadoras a base de tecnología de carbón provenientes de Guatemala se debe de evaluar que el incremento de precio de oportunidad de la energía no aumente en gran porcentaje, de tal forma que se mantenga por debajo de los precios establecidos por motores recíprocos de ambos países.

3.4.3.1. Análisis de incremento de precio de oportunidad de energía del área de Guatemala en época seca por ingreso de centrales de carbón para abastecimiento de demanda en Honduras

Al realizar el caso de estudio incluyendo la central Generadora Palmas carbón, esta planta se despachó y aportó una cantidad de 75,238MW equivalente a 1,805 GWh al día. El porcentaje de generación proveniente de centrales de carbón de Guatemala para abastecimiento de demanda en Honduras se incrementó de un 2 % a un 9 %. Este incremento está conformado por un 2 % asociado a Central Generadora Costa Sur, un 5 % asociado a central Generadora Las Palmas carbón como se puede observar en la figura 25.

Figura 25. **Gráfica de generación aportada por centrales de carbón convocadas por Guatemala tomando en cuenta la central Las Palmas carbón para abastecimiento de demanda de Honduras en época seca**



Fuente: elaboración propia.

Para el despacho de Guatemala, la central que estableció el precio de oportunidad de energía en la mayoría de las horas fue Ingenio San Isidro, con un costo variable de 87,73 \$/MW, por lo que al unificar los dos Sistemas Eléctricos de Potencia permitió el ingreso de las centrales que se encontraban fuera de servicio sin tener un incremento significativo en el precio de oportunidad del área de Guatemala como se muestra en la tabla L. Las centrales generadoras Costa Sur y las Palmas carbón se encuentran con un costo menor al de Ingenio San Isidro, por lo que aportarían una potencia total

de 104,61MW manteniendo el precio de oportunidad sin incremento. Estas unidades teniendo un costo menor no se encontraban en línea por no cumplir condiciones suficientes para su ingreso, estas condiciones tienen relación con los datos operativos, datos de diseño, convocatorias en semanas previas y características específicas de la demanda a servir. Posterior a estas dos centrales se encuentran los motores recíprocos que poseen costos más elevados por lo que no se sería factible utilizar este tipo de tecnología para abastecimiento de demanda de Honduras. Se debe mencionar que, este estudio se hizo sin tomar en cuenta una disposición normativa asociada al cálculo del precio de oportunidad de la energía en Guatemala, la cual contempla que: las exportaciones asociadas a ofertas de oportunidad no se incluyen para el cálculo del precio de oportunidad, por lo que dependiendo como sea considerada esta energía que abasteció demanda de Honduras normativamente, podría ser más económica para ambos países y tener un mayor beneficio. Se realizó el cálculo del precio oportunidad en estos estudios sin incluir esta disposición sobre las ofertas de oportunidad. Esta energía se tomó como parte de la demanda nacional del Mercado Mayorista.

Tabla L. **Análisis del incremento de precio de oportunidad de energía en el Sistema Eléctrico de Potencia de Guatemala en época seca**

CENTRAL	LAS PALMAS CARBÓN	GENERADOR COSTA SUR	ARIZONA
COSTO \$/MW	69,98	77,09	114,86
INCREMENTO DE COSTO	-20 %	-12 %	31 %
HORA	MW TOTALES		
0	75,24	104,61	245,41
1	75,24	104,61	245,41
2	75,24	104,61	245,41
3	75,24	104,61	245,41

Continuación de tabla L.

CENTRAL	LAS PALMAS CARBÓN	GENERADOR COSTA SUR	ARIZONA
COSTO \$/MW	69,98	77,09	114,86
INCREMENTO DE COSTO	-20 %	-12 %	31 %
HORA	MW TOTALES		
4	75,24	104,61	245,41
5	75,24	104,61	245,41
6	75,24	104,61	245,41
7	75,24	104,61	245,41
8	75,24	104,61	245,41
9	75,24	104,61	245,41
10	75,24	104,61	245,41
11	75,24	104,61	245,41
12	75,24	104,61	245,41
13	75,24	104,61	245,41
14	75,24	104,61	245,41
15	75,24	104,61	245,41
16	75,24	104,61	245,41
17	75,24	104,61	245,41
18	75,24	104,61	245,41
19	75,24	104,61	245,41
20	75,24	104,61	245,41
21	75,24	104,61	245,41
22	75,24	104,61	245,41
23	75,24	104,61	245,41

Fuente: elaboración propia.

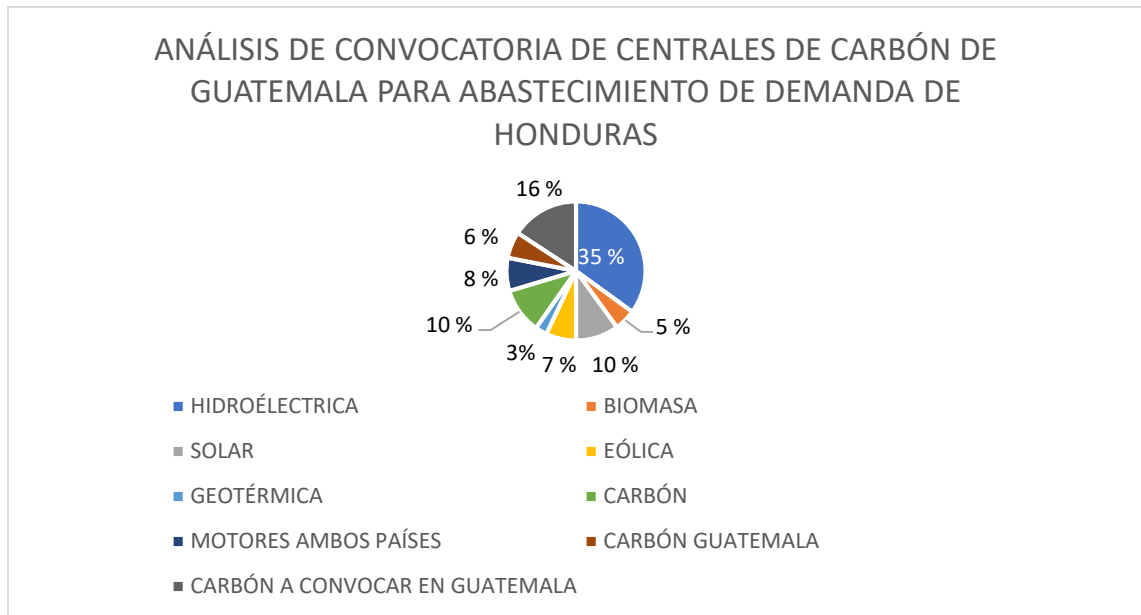
3.4.3.2. Análisis de incremento de precio de oportunidad de energía del área de Guatemala en época lluviosa por ingreso de centrales de carbón para abastecimiento de demanda en Honduras

Para esta época de igual forma que en época seca, se analizó el efecto de convocar a la central generadora Las Palmas carbón, se observa en la figura 26 que se tiene un incremento del 16 % de generación de centrales a base de carbón de Guatemala para abastecimiento de demanda de Honduras.

Este incremento está conformado por 10 % de las centrales que estaban fuera de servicio, el 6 % por ingreso de central generadora Las Palmas carbón.

El caso de estudio indicó que se tiene en total de aportación de generación proveniente de centrales a base de carbón de Guatemala un 22 %.

Figura 26. **Gráfica de generación aportada por centrales de carbón convocadas por Guatemala tomando en cuenta la central Las Palmas carbón para abastecimiento de demanda de Honduras en época lluviosa**



Fuente: elaboración propia.

Al realizar la optimización del despacho del Sistema Eléctrico de Potencia de Guatemala, la central que establece el precio de oportunidad de la energía en la mayoría de las horas es Magdalena Bloque 7, con un costo variable de 69,33 \$/MW, al momento de realizar la unificación de los Sistemas Eléctricos de Potencia de Guatemala y Honduras, las centrales a base de carbón provenientes de Guatemala pueden completar generación, ser convocadas a línea y volver a habilitarse para el Mercado Eléctrico guatemalteco de haberse retirado, esto debido a la irregularidad de convocatoria en el transcurso del año. En la tabla XLI se muestra la cantidad de potencia que pueden aportar estas

centrales generadoras de realizarse un despacho unificado de los Sistemas Eléctricos de Potencia sin tener un incremento significativo en el precio de oportunidad de la energía.

Tabla LI. **Análisis del incremento de precio de oportunidad de energía en el Sistema Eléctrico de Potencia de Guatemala en época lluviosa**

CENTRAL	LAS PALMAS CARBÓN	MAGDALENA BLOQUE 6	PALO GORDO BLOQUE 2	TRINIDAD BLOQUE 4	ARIZONA
COSTO \$/MW	69,02	69,98	74,45	76,44	112,48
INCREMENTO DE COSTO	-1 %	1 %	7 %	10 %	63 %
HORA					
0	75,24	131,47	173,20	213,12	342,21
1	75,24	131,47	173,20	213,12	342,21
2	75,24	131,47	173,20	213,12	342,21
3	75,24	131,47	173,20	213,12	342,21
4	75,24	131,47	173,20	213,12	342,21
5	75,24	131,47	173,20	213,12	342,21
6	75,24	131,47	173,20	213,12	342,21
7	75,24	131,47	173,20	213,12	342,21
8	75,24	131,47	173,20	213,12	342,21
9	75,24	131,47	173,20	213,12	342,21
10	75,24	131,47	173,20	213,12	342,21
11	75,24	131,47	173,20	213,12	342,21
12	75,24	131,47	173,20	213,12	342,21
13	75,24	131,47	173,20	213,12	342,21
14	75,24	131,47	173,20	213,12	342,21
15	75,24	131,47	173,20	213,12	342,21
16	75,24	131,47	173,20	213,12	342,21
17	75,24	131,47	173,20	213,12	342,21
18	75,24	131,47	173,20	213,12	342,21
19	75,24	131,47	173,20	213,12	342,21
20	75,24	131,47	173,20	213,12	342,21
21	75,24	131,47	173,20	213,12	342,21
22	75,24	131,47	173,20	213,12	342,21
23	75,24	131,47	173,20	213,12	342,21

Fuente: elaboración propia.

3.4.3.3. Posibles exportaciones de energía de Guatemala hacia Honduras provenientes de centrales a base de carbón sin incrementos significativos en el precio de oportunidad

En la tabla LII se muestra la energía que Guatemala podría vender a Honduras para abastecimiento de su demanda, energía despachada de acuerdo a las optimizaciones de despachos económicos simulados en este capítulo.

Tabla LII. **Energía exportada de centrales generadoras a base de carbón provenientes de Guatemala para abastecimiento de la demanda de Honduras**

	ÉPOCA SECA	ÉPOCA LLUVIOSA
ENERGÍA EXPORTADA POR CENTRALES DE CARBÓN EN LÍNEA (MWH/DÍA)	731,48	1 877,10
ENERGÍA EXPORTADA CENTRALES DE CARBÓN FUERA DE LÍNEA (MWH/DÍA)	704,88	3 309,23
ENERGÍA EXPORTADA CENTRALES DE CARBÓN DESHABILITADAS DEL MERCADO MAYORISTA (MWH/DÍA)	1 805,73	1 805,73
TOTAL DE EXPORTACIÓN (MWH/DÍA)	3 242,09	6 992,06
INCREMENTO DE PRECIO DE OPORTUNIDAD %	0 %	10 %
PRECIO DE OPORTUNIDAD CON NUEVA EXPORTACIÓN \$ /MWH	87,73	76,44

Fuente: elaboración propia.

CONCLUSIONES

1. A través de la herramienta solver® de Excel® es posible resolver un conjunto de ecuaciones lineales que modelan la operación del despacho de un Sistema Eléctrico de Potencia.
2. Con los estudios realizados se demuestra que, es viable realizar un despacho económico de los Sistemas Eléctricos de Potencia Interconectados de Guatemala y Honduras.
3. Con la unificación de los Sistemas Nacionales Interconectados de Guatemala y Honduras se garantizaría una mayor estabilidad y continuidad en el despacho de las centrales con restricciones de arranque y parada para Guatemala.
4. Con la unificación de los Sistemas Nacionales Interconectados de Guatemala y Honduras se tendría una disminución del uso de tecnologías a base de motores recíprocos en Honduras, produciendo un beneficio económico en el abastecimiento de la demanda del país.
5. El despacho económico de la unificación de los Sistemas Nacionales Interconectados de Guatemala y Honduras demostró que, para época húmeda se puede convocar al despacho más centrales con restricciones de arranque y parada sin que exista un incremento significativo en el precio de oportunidad de energía de Guatemala, este incremento podría

llegar hasta un 10 % del valor típico horario de la operación del Mercado Mayorista de Guatemala.

6. El estudio demostró que los beneficios en época seca son mínimos, debido a que solo se cuenta con una central generadora fuera de línea con restricciones de arranque y parada en Guatemala.
7. Con la unificación de los Sistemas Nacionales Interconectados de Guatemala y Honduras se contaría con el parque generador de motores reciprocantes de Honduras para solventar incrementos de demanda en el transcurso del día, teniendo la combinación de centrales base y centrales de arranque rápido que proporcionan versatilidad a los Sistemas.
8. La unificación de los Sistemas Eléctricos de Potencia de Guatemala y Honduras permitiría que las centrales que se encuentran deshabilitadas comercialmente por el bajo despacho sean requeridas. Incentivando a su habilitación comercial nuevamente.
9. De los estudios realizados se observa un posible incremento en la exportación de energía para el Sistema de Guatemala. La unificación de los Sistemas Eléctricos de Potencia permite un incremento en la participación de los agentes en el Mercado de Servicios Complementarios de Reserva Rodante Operativa para Guatemala.

RECOMENDACIONES

1. Realizar una reducción de todas las centrales que conforman el Sistema Eléctrico de Potencia de ambos países, por lo que se debe de fijar la generación base de ambos países y en las otras celdas simular centrales que de acuerdo con su costo variable y a la demanda horaria puede que margine o no.
2. Elaborar estudios de seguridad operativa y de máximas transferencias de potencia correspondientes. Según los objetivos de este estudio no fue incluido.
3. Verificar que los sistemas tienen la capacidad de poder transportar y trasegar dicha energía, de no ser así, los mismos estudios proveerán las modificaciones o ampliaciones que se deberán realizar para hacer esto posible.
4. Recopilar información sobre los temas legales que se encuentran relacionados y de la posible coordinación que debe realizar cada país para llevar a cabo la unificación de los Sistemas Eléctricos de Potencia y su operación.

BIBLIOGRAFÍA

1. Administrador del Mercado Mayorista. *Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista*. Guatemala. 1998. 28 p.
2. _____. *Normas de Coordinación Comercial*. NCC1. Guatemala. 2007. 56 p.
3. _____. *Programas de despacho diario 12/09/2018*. [en línea]. <www.amm.org.gt/portal/?page_id=1995>. [Consulta: 20 de febrero de 2019].
4. _____. *Programas de despacho diario 13/03/2019*. [en línea]. <www.amm.org.gt/portal/?page_id=1995>. [Consulta: 22 de febrero de 2019].
5. BOYLESTAD, Robert. *Análisis introductorio de circuitos*. México: Editorial Trillas, S.A, 2011. 830 p.
6. Empresa Nacional de Energía Eléctrica, (ENEE). *Boletín Estadístico 2018, marzo*, El Salvador, 2018.
7. _____. *Boletín Estadístico 2018, septiembre*, El Salvador, 2018.
8. FRAILE MORA, Jesús. *Máquinas eléctricas*. 5a ed. España: Mc Graw Hill 2003. 757 p.

9. LEAL CANTÉ, Elvis Noé. *Despacho económico de carga considerando restricciones en la red de transporte con el uso de técnicas de programación lineal*. Trabajo de graduación de Ing. Eléctrica. Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala, 2005. 143 p.
10. MORATAYA, Juan Carlos. *Análisis de la capacidad de transporte actual del Sistema Nacional Interconectado*. Trabajo de graduación de Ing. Eléctrica. Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala, 2004. 138 p.
11. SANDOVAL FIGUEROA, Luis Eduardo. *Optimización del despacho diario de energía con el uso de técnicas de programación lineal*. Trabajo de graduación de Ing. Eléctrica. Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala, 2001. 200 p.
12. SIEGERT C, Luis A. *Alta tensión y sistemas de transmisión*. México: Limusa, 1989. 127 p.