



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

**ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA EXPLOTACIÓN DE LOS CAMPOS GEOTÉRMICOS
ORIENTADO A LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SU REPERCUSIÓN EN LOS
COMPROMISOS ADQUIRIDOS POR LA REPÚBLICA DE GUATEMALA EN LA
CONFERENCIA DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO FIRMADOS EN
2016**

Giancarlo Alexander Guerrero Isem

Asesorado por el Ing. Gabriel Armando Velásquez Velásquez

Guatemala, abril de 2019

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA EXPLOTACIÓN DE LOS CAMPOS GEOTÉRMICOS
ORIENTADO A LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SU REPERCUSIÓN EN LOS
COMPROMISOS ADQUIRIDOS POR LA REPÚBLICA DE GUATEMALA EN LA
CONFERENCIA DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO FIRMADOS EN
2016**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

GIANCARLO ALEXANDER GUERRERO ISEM
ASESORADO POR EL ING. GABRIEL ARMANDO VELÁSQUEZ VELÁSQUEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICO

GUATEMALA, ABRIL DE 2019

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Luis Diego Aguilar Ralón
VOCAL V	Br. Christian Daniel Estrada Santizo
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira
EXAMINADOR	Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
EXAMINADOR	Ing. Milton Alexander Fuentes Orozco
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

**ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA EXPLOTACIÓN DE LOS CAMPOS GEOTÉRMICOS
ORIENTADO A LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SU REPERCUSIÓN EN LOS
COMPROMISOS ADQUIRIDOS POR LA REPÚBLICA DE GUATEMALA EN LA
CONFERENCIA DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO FIRMADOS EN
2016**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 01 de Febrero de 2018.

Giancarlo Alexander Guerrero Isem

Guatemala, 06 de Marzo de 2019

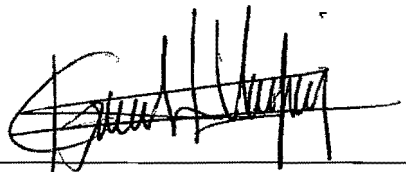
Ingeniero:
Saúl Cabezas Durán
Coordinador del Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimado Ingeniero Cabezas:

Por este medio tengo a bien informarle que he realizado la revisión técnica del Trabajo de Graduación titulado “ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA EXPLOTACIÓN DE LOS CAMPOS GEOTÉRMICOS ORIENTADO A LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SU REPERCUSIÓN EN LOS COMPROMISOS ADQUIRIDOS POR LA REPÚBLICA DE GUATEMALA EN LA CONFERENCIA DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO FIRMADOS EN 2016.”, desarrollado por el estudiante GIANCARLO ALEXANDER GUERRERO ISEM, carnet número 2011-14792; por lo cual considero que el trabajo de graduación cumple con el alcance y los objetivos definidos para su desarrollo, habiéndolo encontrado satisfactorio en su contenido y resultados, sometiendo a su consideración la aprobación del mismo, siendo responsables del contenido técnico el estudiante y el suscrito, en calidad de asesor.

Sin otro particular,

Atentamente,



Ing. Gabriel Armando Velásquez Velásquez
No. Colegiado 12 731



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 15. 2019.
18 de marzo 2019.

Señor Director
Ing. Otto Fernando Andrino González
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

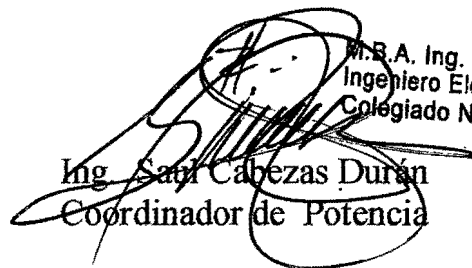
Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA EXPLOTACIÓN DE LOS
CAMPOS GEOTÉRMICOS ORIENTADO A LA GENERACIÓN
DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SU REPERCUSIÓN EN LOS
COMPROMISOS ADQUIRIDOS POR LA REPÚBLICA DE
GUATEMALA EN LA CONFERENCIA DE LAS NACIONES
UNIDAS SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO FIRMADOS EN 2016,**
del estudiante; Giancarlo Alexander Guerrero Isem, que cumple
con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS




Ing. Saul Cabezas Durán
Coordinador de Potencia

M. R. A. Ing. Saul Cabezas Durán
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 4648



REF. EIME 15. 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 la estudiante: GIANCARLO ALEXANDER GUERRERO ISEM titulado: ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA EXPLOTACIÓN DE LOS CAMPOS GEOTÉRMICOS ORIENTADO A LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SU REPERCUSIÓN EN LOS COMPROMISOS ADQUIRIDOS POR LA REPÚBLICA DE GUATEMALA EN LA CONFERENCIA DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO FIRMADOS EN 2016, procede a la autorización del mismo.


Ing. Otto Fernando Andrino González

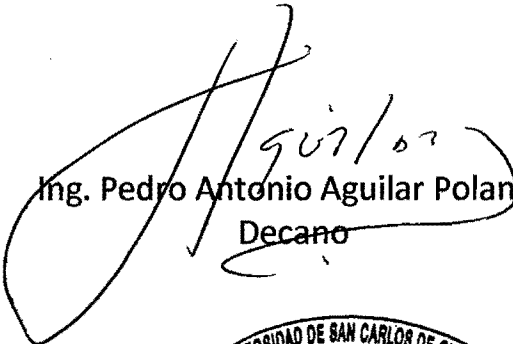


GUATEMALA, 25 DE MARZO 2019.



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA EXPLOTACIÓN DE LOS CAMPOS GEOTÉRMICOS ORIENTADO A LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SU REPERCUSIÓN EN LOS COMPROMISOS ADQUIRIDOS POR LA REPÚBLICA DE GUATEMALA EN LA CONFERENCIA DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO FIRMADOS EN 2016**, presentado por el estudiante universitario: **Giancarlo Alexander Guerrero Isem**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano

Guatemala, abril de 2019

/gdech



ACTO QUE DEDICO A:

- | | |
|--------------------------------------|---|
| Mis padres | Por ser un apoyo y pilar fundamental en el desarrollo como persona, así como inculcarme principios fundamentales de toda buena persona. |
| Mis hermanos | Por haber compartido tantos buenos momentos durante mi vida, así como el apoyo que siempre me brindaron. |
| Mis padrinos | Por creer siempre en mí. |
| Mis compañeros de universidad | Por haber afrontado cada uno de los retos de esa aventura llamada universidad. |
| Amigos | Por su apoyo incondicional. |

AGRADECIMIENTOS A:

Mis padres	Por ser un apoyo y pilar fundamental en mi desarrollo como persona, así como por inculcarme principios fundamentales de toda buena persona.
Mis padrinos	Por creer siempre en mí.
Mis compañeros de universidad	Por haber afrontado cada uno de los retos de esa aventura llamada universidad.
Amigos	Por su apoyo incondicional.
Ministerio de Energía y Minas	Por brindarme el apoyo técnico, así como información fundamental para el desarrollo de mi tesis.
Gabriel Velásquez	Por asesorar y darme la oportunidad de desarrollar mis capacidades como profesional.
PSR-INC	Por permitirme el uso de sus herramientas computacionales.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	IX
GLOSARIO	XI
RESUMEN	XIII
OBJETIVOS.....	XV
INTRODUCCIÓN	XVII
1. GENERACIÓN ELÉCTRICA EN GUATEMALA	1
1.1. Consumo histórico de energía y potencia.....	4
1.2. Consumo histórico de combustibles	7
1.3. Potencial geotérmico en Guatemala.....	7
1.3.1. Campo geotérmico de Zunil.....	8
1.3.2. Campo geotérmico de Amatitlán.....	9
1.3.3. Área geotérmica de San Marcos	10
1.3.4. Área geotérmica de Tecuamburro	10
1.3.5. Área geotérmica de Moyuta.....	11
1.3.6. Cerro Blanco, Asunción Mita	12
1.3.7. El Ceibillo, Amatitlán.....	13
1.3.8. Estanzuela, Zacapa	14
1.3.9. Capacidad estimada de las áreas geotérmicas	15
1.4. Contribución prevista y determinada en el sector eléctrico.....	16
1.4.1. Propuesta no condicionada	17
1.4.2. Propuesta condicionada	18
1.4.3. Período de aplicación	19
1.4.4. Ámbito de aplicación y cobertura.....	19

1.4.5.	Mitigación	19
1.5.	Factores de emisión por tipo de combustible	20
1.6.	Optimización estocástica de sistemas hidrotérmicos	21
1.7.	Funcionamiento del OPTGEN	24
1.7.1.	Aspectos de modelación	24
2.	CONSIDERACIONES DEL ESTUDIO	27
2.1.	Proyección de los insumos a utilizar	27
2.1.1.	Energía y potencia	27
2.1.2.	Pronóstico de los precios de combustibles.....	32
2.2.	Red eléctrica	37
2.2.1.	Plan de expansión del sistema de transporte 2009	39
2.2.2.	Plan de expansión del sistema de transporte nacional 2014.....	42
2.3.	Plantas en construcción	51
2.4.	Cartera de inversiones a considerar.....	52
2.5.	Escenarios de modelación	54
3.	SIMULACIÓN DE ESCENARIO GEOTÉRMICO Y OTRAS TECNOLOGÍAS	57
3.1.	Cronograma de ingreso de plantas por escenario	57
3.2.	Despacho hidrotérmico de energía	59
3.3.	Costo de inversión anual.....	61
3.4.	Costo marginal de la demanda	63
3.5.	Consumo de combustible del sistema.....	64
3.6.	Emisiones de gases de efecto invernadero.....	67

4.	SIMULACIÓN DE ESCENARIO DE GEOTERMIA.....	71
4.1.	Cronograma de ingreso de plantas por escenario.....	71
4.2.	Despacho hidrotérmico de energía.....	72
4.3.	Costo marginal de la demanda.....	74
4.4.	Costo de inversión anual	76
4.5.	Consumo de combustible del sistema	77
4.6.	Emisiones de gases de efecto invernadero.....	79
5.	CONTRASTE DE LOS ESCENARIOS.....	81
5.1.	Energía térmica evitada.....	81
5.2.	Diferencia en el costo marginal de la demanda.....	82
5.3.	Ahorro en el costo operativo.....	83
5.4.	Consumo de combustible ahorrado.....	84
5.5.	Emisiones de gases de efecto invernadero evitadas.....	85
	CONCLUSIONES	89
	RECOMENDACIONES	91
	BIBLIOGRAFÍA.....	93

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Precio <i>spot</i> de generación vs. Precio de barril de petróleo WTI.....	2
2.	Precio promedio de la tarifa eléctrica a precios actuales	3
3.	Tendencias de emisiones y contribuciones de Guatemala	18
4.	Correlación entre potencia y Producto Interno Bruto	28
5.	Correlación entre energía y Producto Interno Bruto.....	29
6.	Proyección del Producto Interno Bruto.....	30
7.	Proyección de la demanda de potencia	31
8.	Proyección de la demanda de energía.....	31
9.	Correlación WTI vs. <i>fuel oil</i> #6	32
10.	Correlación WTI vs. <i>fuel oil</i> #3	33
11.	Precio FOB de carbón en Australia vs. Precio FOB en Colombia.....	33
12.	Proyección del precio de gas natural henry hub	34
13.	Proyección del precio de petróleo WTI.....	35
14.	Proyección del precio de carbón en Australia	36
15.	Proyección de precios FOB <i>fuel oil</i> #3 y <i>fuel oil</i> #6 y carbón en Colombia	36
16.	Mapa del Sistema Nacional Interconectado Guatemalteco.....	38
17.	Plan de expansión del sistema de transporte 2009.....	39
18.	Plan de expansión del sistema del transporte nacional 2014.....	43
19.	Despacho hidrotérmico	59
20.	Matriz de generación para el año 2032.....	60
21.	Energía no suministrada	61
22.	Pagos de inversión por tecnología y año	62

23.	Precio marginal de la demanda	64
24.	Consumo del combustible <i>bunker</i>	65
25.	Consumo de combustibles de biomasa y carbón	66
26.	Consumo de combustibles de gas natural y biogás.....	66
27.	Emisiones por tipo de combustible anualmente.....	68
28.	Despacho hidrotérmico de escenario de geotermia.....	73
29.	Matriz de generación para el año 2032.....	74
30.	Precio marginal de la demanda	75
31.	Riesgo de déficit	76
32.	Pagos de inversión por tecnología y año	76
33.	Consumo de combustible <i>bunker</i>	77
34.	Consumo de combustibles de biomasa y carbón	78
35.	Consumo de combustibles de gas natural y biogás.....	78
36.	Emisiones por tipo de combustible anualmente.....	79
37.	Energía térmica despachada por escenario	81
38.	Comparación del costo marginal de la demanda.....	82
39.	Pagos de inversión por escenario.....	83
40.	Consumo de combustible <i>bunker</i>	84
41.	Demanda de combustible, carbón y biomasa	85
42.	Emisiones totales de CO _{2eq} en el período de estudio	86

TABLAS

I.	Consumo histórico anual de energía y potencia	4
II.	Consumo histórico de energía de las distribuidoras y empresas eléctricas municipales.....	5
III.	Consumo de energía eléctrica de grandes usuarios y otros	6
IV.	Consumo histórico de combustible por tipo de recurso	7
V.	Potencial geotérmico estimado	15

VI.	Emisiones de gases de efecto invernadero.....	16
VII.	Coeficiente de emisiones por tipo de combustible	21
VIII.	Avances del lote A, correspondiente al plan de expansión del sistema de transporte 2009.....	40
IX.	Avances de los lotes B, C y D, correspondientes al plan de expansión del sistema de transporte 2009.....	41
X.	Avances de los lotes E y F, correspondientes al plan de expansión del sistema de transporte 2009	42
XI.	Avances de la subestaciones del lote A, correspondientes al plan de expansión del sistema del transporte nacional 2014.....	44
XII.	Avances de la subestaciones del lote B, correspondientes al plan de expansión del sistema del transporte nacional 2014.....	45
XIII.	Avances de la subestaciones del lote D, correspondientes al plan de expansión del sistema del transporte nacional 2014.....	46
XIV.	Avances de la subestaciones del lote E, correspondientes al plan de expansión del sistema del transporte nacional 2014.....	47
XV.	Avances de líneas de transmisión del lote A, correspondientes al plan de expansión del sistema del transporte nacional 2014	48
XVI.	Avances de líneas de transmisión del lote B, correspondientes al plan de expansión del sistema del transporte nacional 2014	49
XVII.	Avances de líneas de transmisión del lote D, correspondientes al plan de expansión del sistema del transporte nacional 2014	50
XVIII.	Avances de líneas de transmisión del lote E, correspondientes al plan de expansión del sistema del transporte nacional 2014	51
XIX.	Plantas en construcción	52
XX.	Plantas candidatas.....	53
XXI.	Escenarios a modelar.....	54
XXII.	Fecha de ingreso de plantas	57
XXIII.	Costos de inversión por tecnología	63

XXIV.	Emisiones respecto de los compromisos adquiridos para el escenario de geotermia más otras tecnologías	68
XXV.	Fecha de ingreso de plantas.....	71
XXVI.	Emisiones respecto de los compromisos adquiridos para el escenario geotérmico.....	80
XXVII.	Emisiones respecto de los compromisos adquiridos para los dos escenarios	87

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
kV	Kilo voltio.
CO₂eq	Masa de gases efecto invernadero en su equivalente en dióxido de carbono.
MVA	Mega voltio amperio.
°C	Temperatura expresada en grados Celsius.
GWh	Unidad expresada para identificar la energía eléctrica giga-watio hora.
MWh	Unidad expresada para identificar la energía eléctrica mega-watio hora.
MW	Unidad expresada para identificar la potencia eléctrica mega-watio.
m	Unidad expresada para identificar longitud en metros.
MMBTU	Unidad expresada para identificar la energía calorífica en millones de btu.
km²	Unidad expresada para identificar área superficial en kilómetros cuadrados.

GLOSARIO

AMM	Administrador del Mercado Mayorista
BAU	Business as Usual
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
DEORSA	Distribuidora de Energía de Oriente S. A.
DEOCSA	Distribuidora de Energía de Occidente S. A.
EEGSA	Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.
EEM'S	Empresas Eléctricas Municipales
EIA	Energy Information Administration
GDF	Fondo de Desarrollo Geotérmico
GEI	Gases de Efecto Invernadero
INDE	Instituto Nacional de Electrificación
IRENA	International Renewable Energy Agency
JICA	Agencia Japonesa de Cooperación Internacional
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MM	Mercado Mayorista
NDC	Nationally Determined Contributions.
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía.
PIB	Producto Interno Bruto
SDDP	Stochastic Dual Dynamic Programming
SNI	Sistema Nacional Interconectado
SPOT	Costo marginal de la energía
WTI	West Texas Intermediate

RESUMEN

Guatemala, en el año 2016, firmó los acuerdos de París, en los cuales se compromete a contribuir con la reducción en un 11,2 % los gases de efecto invernadero (GEI) sin cooperación internacional y un 22,6 % con cooperación internacional. Con el objetivo de alcanzar estos acuerdos se ve la posibilidad de explotar el recurso geotérmico en Guatemala, puesto que dicho recurso aún no se ha utilizado en su totalidad.

Para evaluar el impacto de la explotación de este recurso se ha modelado dos escenarios donde se simulan despachos hidrotérmicos que permiten determinar el costo económico de la introducción de este recurso, considerando restricciones del Sistema Nacional Interconectado, así como evaluar la competitividad de la planta frente a otras tecnologías.

En un primer escenario se evalúa la competitividad de la tecnología geotérmica contra otras tecnologías como la hidráulica, solar, eólica y cogeneradores, determinando así que dicha tecnología es posible explotarla en el mediano y largo plazo.

En un segundo escenario se evalúa el impacto de explotar únicamente el recurso geotérmico, con el que se determina el costo económico y de emisiones de no implementar otras tecnologías alternativas.

En la parte final se realiza un contraste de los dos escenarios modelados, con lo cual se dimensionan las diferencias más relevantes, tanto en la emisión

de gases de efecto invernadero como en el consumo de combustible de las plantas que operan en el horizonte de estudio.

OBJETIVOS

General

Analizar el impacto de la explotación de los campos geotérmicos orientados a la generación de energía eléctrica y su repercusión en los compromisos adquiridos por la República de Guatemala en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático de 2016.

Específicos

1. Crear un escenario donde se desarrolle el potencial geotérmico complementándose con otras tecnologías.
2. Crear un escenario donde se desarrolle únicamente la tecnología geotérmica.
3. Verificar el cumplimiento de los compromisos adquiridos en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático.

INTRODUCCIÓN

Actualmente Guatemala ha logrado grandes avances en el desarrollo de la industria eléctrica, se ha diseñado un mercado que ha permitido la ampliación del parque generador y ha diversificado las tecnologías de generación que permiten una mejor seguridad de abastecimiento.

De la misma manera, Guatemala en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático celebrada en París en el año 2016, se suscribió al compromiso de contribuir con la reducción en un 11 % condicionado y un 22.6 % no condicionado de emisiones de gases de efecto invernadero, por lo que la utilización de fuentes de energía renovable, como la geotérmica, impulsó que la tecnología pueda favorecer el cumplimiento de dichos compromisos.

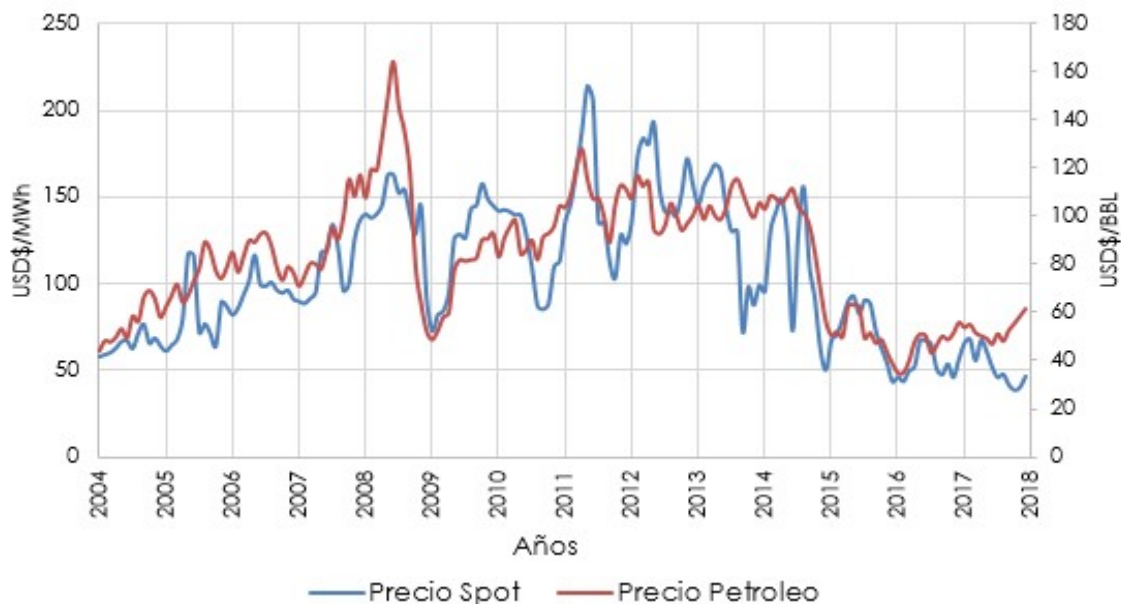
La tecnología geotérmica es una de las tecnologías que actualmente no se ha logrado desarrollar por completo, este potencial actualmente se estima en 300 MW comprobados por medio de estudios de prefactibilidad, esto debido a un conjunto de circunstancias como situaciones legales o desconocimiento de los usos que se le puede dar a los campos existentes, por lo que, a continuación, se realiza un análisis que permitirá conocer el impacto de la explotación de este recurso en el parque de generación existente. Para esto se utilizará modelos de optimización hidrotérmicos, así como criterios de optimización para la expansión de generación a mínimo costo, con lo que se determinará cuáles son los tiempos y años más adecuados para la instalación de centrales de generación geotérmica.

1. GENERACIÓN ELÉCTRICA EN GUATEMALA

La Ley General de Electricidad (Decreto 93-96) fue publicada el 21 de noviembre de 1996, la publicación de la ley es el resultado de una crisis que se agudizó en 1993, cuando existían condiciones pésimas en el servicio de energía eléctrica, también existían regiones donde regularmente se racionaba la energía, puesto que el estado era el responsable de realizar las inversiones en generación, transporte y distribución. Debido al descontento popular que generaba el costo de las tarifas eléctricas, el INDE se veía obligado a subsidiar parte de la tarifa eléctrica, esto limitó la capacidad de inversión en infraestructura, por lo que no pasó mucho tiempo antes de que se deteriorara la calidad de servicio que se prestaba.

En el año 2007 se emiten los acuerdos gubernativos 68-2007 y 69-2007, en estos acuerdos se constituyen una serie de modificaciones que permitieron articular mecanismos competitivos que disminuyeron los costos de contratación de energía.

Figura 1. **Precio *spot* de generación vs. Precio de barril de petróleo WTI**



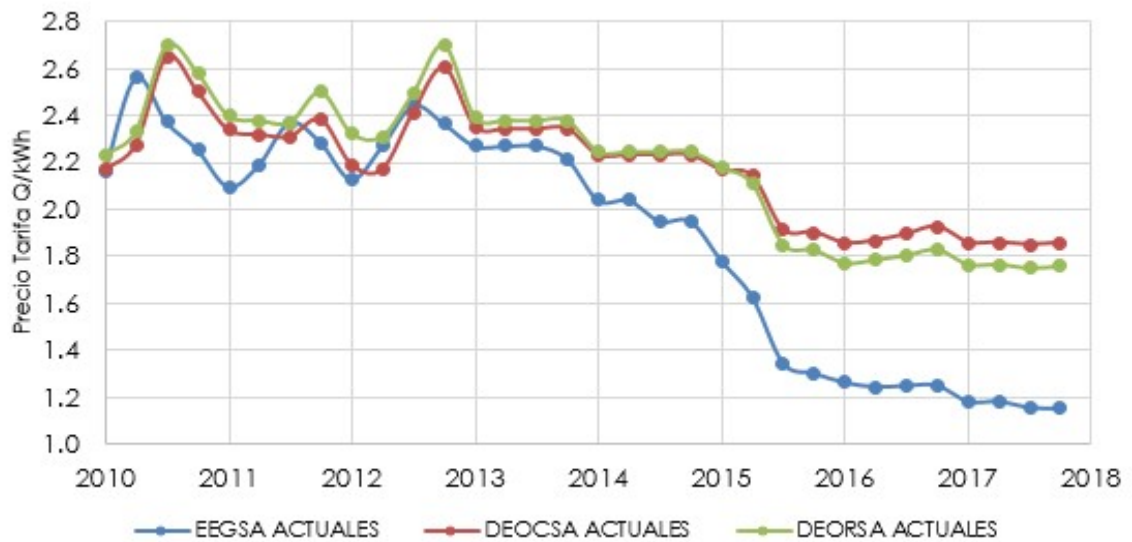
Fuente: elaboración propia, con base en información del Ministerio de Energía y Minas y AMM.

Históricamente el precio del petróleo ha influido considerablemente en el costo de generación eléctrica, lo que exponía el mercado eléctrico a la variación del precio internacional del petróleo, pero desde las reformas del 2007 y con las licitaciones otorgadas en los planes de expansión del sistema de generación se impulsó una cantidad considerable de adición de potencia renovable con recursos propios, así como de combustibles, como el carbón, que permitió brindar un precio intermedio y evitar que la generación con *bunker* marginara.

Los beneficios obtenidos por la adición de nueva potencia se perciben a partir del 2016, cuando claramente el precio internacional de petróleo y el precio *spot* tienden a separarse, puesto que se utiliza aún más los recursos locales.

Otro de los beneficios ha sido la estabilización de la tarifa eléctrica, así como su gradual reducción.

Figura 2. Precio promedio de la tarifa eléctrica a precios actuales



Fuente: elaboración propia, con base en información del Ministerio de Energía y Minas.

Si bien la mayor reducción de la tarifa eléctrica se ha visto reflejada en una distribuidora en particular, vale la pena mencionar que la reducción de la tarifa en el interior del país se encuentra también ligada a la falta de adición de infraestructura de transporte eléctrico, así como a una mejor estrategia por parte del agente distribuidor por obtener contratos mucho más atractivos, también a partir del año 2016 se ve una estabilización de las tarifas, esto brinda una mayor comodidad a los usuarios puesto que el nivel de incertidumbre disminuye.

1.1. Consumo histórico de energía y potencia

Como es de esperarse, el consumo de energía y potencia ha ido incrementándose a lo largo de estos años, dicho incremento ha sido en promedio 4,18 % a lo largo de los años 2000 a 2017.

Tabla I. **Consumo histórico anual de energía y potencia**

Año	Energía [GWh]	Potencia [MW]
2001	5 456,2	1 086,6
2002	5 799,2	1 141,0
2003	6 158,6	1 194,8
2004	6 586,0	1 265,7
2005	6 907,6	1 290,0
2006	7 356,8	1 382,5
2007	7 804,9	1 443,4
2008	7 845,7	1 430,0
2009	7 920,6	1 472,4
2010	8 137,3	1 467,8
2011	8 478,7	1 491,1
2012	8 733,7	1 532,9
2013	8 949,0	1 563,5
2014	9 283,6	1 635,9
2015	9 799,5	1 672,0
2016	10 290,0	1 701,6
2017	10 467,2	1 749,5

Fuente: elaboración propia, con base en Informes Estadísticos Anuales del AMM.

Pero dentro de este incremento han existido sectores que representan un mayor consumo de energía eléctrica, determinarlos es importante puesto que permite determinar con mayor precisión una proyección de la demanda.

Los principales sectores de consumo son: grandes usuarios, distribuidoras, empresas eléctricas municipales, pérdidas, consumos propios y exportación.

Es evidente que los agentes que representan un mayor consumo de energía son las distribuidoras, puesto que la cantidad de usuarios que aglutinan superan para el año 2017 los 2,7 millones de usuarios.

Tabla II. **Consumo histórico de energía de las distribuidoras y empresas eléctricas municipales**

Año	DEOCSA	DEORSA	EEGSA	EEM'S	TOTAL
2001	715,2	544,2	2 665,8	272,0	4 197,2
2002	784,7	587,2	2 597,8	295,0	4 264,6
2003	856,5	642,7	2 550,5	328,2	4 378,0
2004	899,8	669,4	2 587,1	357,9	4 514,3
2005	993,8	673,5	2 585,3	391,5	4 644,1
2006	1 076,2	701,4	2 633,4	420,7	4 831,7
2007	1 156,1	753,0	2 726,4	460,3	5 095,7
2008	1 182,7	778,3	2 817,8	482,1	5 260,8
2009	1 195,3	873,8	2 863,7	492,7	5 425,5
2010	1 267,6	943,4	2 944,9	409,0	5 564,9
2011	1 336,4	998,0	3 029,9	431,1	5 795,3
2012	1 391,9	1 038,8	3 100,8	487,8	6 019,3
2013	1 439,4	1 081,1	3 103,2	611,1	6 234,8
2014	1 502,2	1 128,3	3 186,3	651,5	6 468,2
2015	1 584,6	1 200,8	3 331,6	681,3	6 798,2
2016	1 629,1	1 253,2	3 478,3	717,0	7 077,6
2017	1 625,7	1 255,4	3 538,0	737,9	7 157,0

Fuente: elaboración propia, con base en Informes Estadísticos Anuales del AMM.

Otro de los sectores que influyen en el incremento de la demanda son los grandes usuarios, estos tienden a tener una demanda superior a los 100 kW, y

actualmente los registros de la Dirección General de Energía superan los 1 000 grandes usuarios inscritos.

Tabla III. **Consumo de energía eléctrica de grandes usuarios y otros**

Año	Grandes usuarios	Consumos propios	Perdidas	Total
2001	1 095,5	0,0	163,5	1 259,0
2002	1 363,8	0,0	170,8	1 534,6
2003	1 529,2	0,0	251,4	1 780,7
2004	1 807,5	0,0	264,2	2 071,7
2005	1 967,5	13,5	282,4	2 263,5
2006	2 219,2	32,4	273,5	2 525,2
2007	2 384,4	30,4	294,4	2 709,1
2008	2 227,1	44,0	313,8	2 584,9
2009	2 142,2	30,2	322,7	2 495,2
2010	2 237,8	45,1	289,4	2 572,4
2011	2 315,6	50,1	317,7	2 683,4
2012	2 342,2	47,9	324,3	2 714,4
2013	2 355,8	44,0	314,3	2 714,2
2014	2 447,0	38,3	330,2	2 815,4
2015	2 599,9	68,3	333,0	3 001,2
2016	2 755,1	74,1	383,2	3 212,4
2017	2 805,0	102,5	402,6	3 310,1

Fuente: elaboración propia, con base en Informes Estadísticos Anuales del AMM.

El consumo de los grandes usuarios creció un 322 % en los 17 años en que se logró tener registro, es importante recalcar que en los primeros años muchos grandes usuarios trasladaron su servicio de las empresas distribuidoras a empresas comercializadoras, muchas de estas empresas se encontraban en el área de EEGSA, por lo que en la II se ve una reducción de consumo de energía en los primeros años de la década de los 2000.

1.2. Consumo histórico de combustibles

El *bunker*, leña y diésel son recursos que ampliamente se han reducido debido a la introducción de tecnologías como la hidráulica o plantas de carbón, que marginan a menores precios.

Tabla IV. Consumo histórico de combustible por tipo de recurso

Año	Carbón (Miles Toneladas)	Diésel (Miles de Galones)	Biomasa (Miles Toneladas)	Bunker (Miles de Galones)	Biogás (m ³)	Leña (Miles Toneladas)
2010	491,4	435,3	9 662,2	77 560,1	-	-
2011	492,3	2 388,7	8 353,8	112 630,3	-	-
2012	708,8	1 027,5	5 944,3	112 218,8	-	-
2013	1 062,0	610,7	7 971,3	79 242,1	934 414,0	26,9
2014	1 141,2	496,0	7 284,3	76 827,4	2 962 577,0	28,9
2015	1 524,7	1 120,8	10 223,9	86 910,8	3 539 514,9	2,9
2016	1 803,5	552,8	11 318,9	60 066,0	2 250 404,1	0,9

Fuente: elaboración propia, con base en Balances Energéticos de los años 2010 -2016.

1.3. Potencial geotérmico en Guatemala

A continuación se dimensiona el actual potencial geotérmico en Guatemala, la información contenida en esta sección fue obtenida del estudio *Estrategia y propuesta reglamentaria: herramienta para propiciar el aprovechamiento del recurso geotérmico*, el cual hace una recopilación de las características técnicas de las zonas de potencial geotérmico actualmente evaluadas en Guatemala.

1.3.1. Campo geotérmico de Zunil

Zunil se encuentra localizado a unos 220 km al oeste de la ciudad de Guatemala, cerca de la población del mismo nombre en Quetzaltenango. El río Samalá atraviesa el área de interés. Esta área geotérmica ha sido dividida en Zunil I y Zunil II; Zunil I es el campo más desarrollado hasta el momento.

En el período 1980-81, INDE perforó seis pozos exploratorios, cuatro de los cuales fueron productores con una capacidad total de 15 MW. Con el propósito de aumentar la capacidad del campo, se perforaron tres pozos exploratorios profundos denominados del ZD-1 al ZD3 durante el período 1991-92, todos ellos resultaron productores. La capacidad del campo se estimó en 24 MW para una planta con tecnología a condensación.

En 1999 se perforaron cuatro pozos de reinyección con el propósito de contar con suficiente capacidad de reinyección de la salmuera proveniente de la planta de Orzunil.

En la primera década del presente siglo INDE ha perforado cuatro pozos productores adicionales con el objetivo de contar con suficiente vapor para asegurar el suministro de vapor a la planta y tratar de contar algún pozo en reserva. Sin embargo, de estos cuatro pozos solo uno (ZD-6) resultó productor con capacidad de suministrar fluido adicional a la planta de generación.

Debido al tipo de tecnología y el déficit de fluidos geotérmicos en los pozos, la planta de Orzunil no genera a plena capacidad e históricamente su generación se ha mantenido con un promedio de generación de energía alrededor de los 15 MW.

Luego de haber sido dividida el área geotérmica de Zunil en Zunil I y Zunil II, se realizó el estudio de prefactibilidad en Zunil II cubriendo un área de unos 150 kilómetros cuadrados. El estudio se llevó a cabo en el período 1989 a 1992 por la empresa West Jec, y como conclusión se estimó un potencial de 50 MW para esta área. En Zunil II se perforó un pozo productor que confirmó el potencial del campo, sin embargo por falta de recursos dedicados y por problemas de tipo social no ha sido posible desarrollarlo y evaluarlo con mayor detalle.

1.3.2. Campo geotérmico de Amatitlán

El área geotérmica de Amatitlán se encuentra localizada a unos 25 km al sur de la Ciudad de Guatemala y se encuentra dentro de una caldera volcánica de edad geológicamente reciente.

En 1995, la empresa West Japan Engineering Consultants finalizó el estudio de factibilidad. Como parte del mismo se perforaron cuatro pozos profundos, nombrados del AMF-1 al AMF-4 con profundidades que van de los 1 500 m a los 2 058 m. De estos pozos, solo dos resultaron productores y, luego de analizar su descarga, se estimó un potencial total para ambos pozos de 12 MW. De acuerdo con modelos matemáticos, este campo es capaz de producir 25 MW durante 30 años. (INDE 1995).

En el año 1998 se firmó un acuerdo de cooperación entre el Ministerio de Energía y Minas de Guatemala, el INDE y la Agencia Internacional de Cooperación del Japón (JICA) para el desarrollo del campo geotérmico de Amatitlán. Este acuerdo incluía estudios geocientíficos en el área y la perforación de dos pozos exploratorios de producción, los cuales fueron

perforados y probados para su producción en el año 2000, con el propósito de evaluar la extensión del reservorio geotérmico.

A partir de la firma del contrato con Ortitlán, toda la infraestructura del campo geotérmico y el desarrollo y operación de la planta y el reservorio pasó a ser responsabilidad de la empresa Ormat.

1.3.3. Área geotérmica de San Marcos

Luego del estudio realizado por OLADE (1982), que identificó esta como área de interés, INDE realizó investigaciones preliminares en el área geotérmica de San Marcos a finales de los 80s, abarcando un área aproximada de 85 km². Años después, en 1993, INDE mediante un proyecto de cooperación con la Comunidad Europea inició los estudios de prefactibilidad en el área. Estos estudios geocientíficos se desarrollaron en el período 1993-1995.

Los resultados obtenidos confirmaron buenas temperaturas en el reservorio, aptas para la generación de energía eléctrica, con un potencial estimado de 24 MW. Desde esa fecha no se ha realizado ningún nuevo estudio ni inversión en San Marcos.

1.3.4. Área geotérmica de Tecuamburro

El área geotérmica de Tecuamburro se encuentra localizada a 80 Km al sureste de la Ciudad de Guatemala, en los alrededores del volcán de Tecuamburro. En 1988, con la colaboración del Laboratorio Nacional de Los Álamos, se llevó a cabo el estudio de prefactibilidad. Luego de estudios geológicos, geoquímicos y geofísicos se perforó un pozo exploratorio de 800 m

de profundidad, en el cual se encontró una temperatura de fondo de 235 °C pero sin permeabilidad.

De acuerdo a los resultados del estudio de prefactibilidad, la capacidad del campo fue estimada en 50 MW. En el año 2005, con apoyo de JICA, se realizaron estudios geocientíficos complementarios, principalmente de tipo geofísico, que confirmaron el potencial del recurso y la necesidad de perforar pozos profundos exploratorios que establezcan la presencia de un yacimiento comercialmente explotable, por lo que INDE inició en esa época las diligencias para perforaciones en un área promisoría identificada por JICA. Sin embargo, a la fecha no se ha llevado a cabo ninguna perforación o estudio adicional en el área por parte de INDE.

1.3.5. Área geotérmica de Moyuta

INDE comenzó los estudios geotérmicos en Guatemala en Moyuta en 1972 cubriendo un área de 1 000 km². En 1975, INDE contrató los servicios de la empresa Electroconsult para estudios geocientíficos, los cuales establecieron que existen recursos en esta área para la generación de energía eléctrica.

En 1990 se realizó una reevaluación de este campo con la cooperación del Laboratorio Nacional de Los Álamos, concluyendo que este campo es susceptible de ser explotado comercialmente. Sin embargo, desde esa fecha no se han realizado estudios ni actividades en el área para continuar con su desarrollo.

1.3.6. Cerro Blanco, Asunción Mita

Este proyecto geotérmico se ubica en el municipio de Asunción Mita, Departamento de Jutiapa y es una consecuencia indirecta de una concesión minera para explotación de oro, otorgada en el año 2005 a la empresa Entre Mares, S.A. subsidiaria de Glamis Gold, donde luego de su fusión con Goldcorp pasaron los derechos a esta última, la cual durante los trabajos de perforación del túnel y perforaciones exploratorias identificó una gran cantidad de agua a alta temperatura que podía representar una zona de potencial geotérmico, adicional a los recursos mineros originalmente identificados.

Este proyecto minero, debido a diversos problemas técnicos, se encuentra suspendido y en el presente año fue adquirido por Bluestone Resources. En cuanto al proyecto geotérmico la propietaria es la empresa Geotermia Oriental de Guatemala, S. A., y en 2015 obtuvo una concesión para la instalación de una planta geotermoeléctrica de 50 MW, según el Acuerdo Ministerial 332-2015.

Aunque el potencial autorizado por el MEM es de 50 MW, y cuenta con algunos pozos de producción, de acuerdo a estudios realizados el potencial de este campo geotérmico podría ser menor, en rangos que varían entre 12 MW y 20 MW. Actualmente el proyecto no cuenta con pozos reinyectores, situación que dificulta la implementación de las pruebas de producción en los pozos productores perforados, esto, aunado a las dificultades técnicas y los cambios de propiedad del proyecto, así como a que los concesionarios han sido empresas de giro eminentemente minero, y no de generación eléctrica, hace difícil prever un pronto desarrollo de este proyecto geotérmico.

Una de las características importantes de este proyecto es que se encuentra en un área que no había sido identificada en estudios previos de INDE, MEM u OLADE como una de las zonas de interés geotérmico del país.

1.3.7. El Ceibillo, Amatlán

Luego de varios años de estudios y algunas perforaciones realizadas por la empresa Bloteca en la década de 1990, que confirmaron la presencia de un recurso de temperatura media y de carácter somero en el área, donde también se encuentra en operación una planta de deshidratado de frutas con vapor geotérmico, la firma US Geothermal, en el año 2015, obtuvo la concesión para la instalación de una planta de hasta 25 MW denominada El Ceibillo, colindante con la parte noroeste de la concesión de Amatlán.

Esta empresa ha perforado varios pozos exploratorios, uno de ellos tiene un potencial estimado de 2,5 MW. En los últimos meses este proyecto ha obtenido un financiamiento de 825 000 dólares por parte de Power Engineers para actualizar la evaluación del recurso, diseño de la planta, análisis financiero, ambiental y regulatorio. Por otra parte, ha obtenido préstamo de 3,4 millones de dólares por parte del fondo alemán GDF, el cual cubrirá un estimado del 40 % de la perforación de tres pozos de producción a construirse en el 2018. Con estos pozos se esperaría completar el vapor necesario para la construcción de una primera etapa de 10-15 MW y actualizar el modelo conceptual para definir el potencial de este campo. Está pendiente la perforación de los pozos de reinyección.

De acuerdo con sus funcionarios, las inversiones para el desarrollo del proyecto son cuidadosamente controladas hasta observar que las condiciones del mercado eléctrico del país sean las adecuadas para la entrada en operación

o un mayor ritmo en su desarrollo, así también están a la espera de alguna licitación dedicada específicamente para la energía geotérmica o la firma de un PPA que les asegure el retorno de la inversión.

1.3.8. Estanzuela, Zacapa

En el año 2012 la empresa Geotermia Centroamericana S.A. inició los estudio geocientíficos en el área donde existe un fenómeno de hidrotermalismo asociado al movimiento transcurrente de la falla de Motagua en los departamentos de El Progreso y Zacapa. Estos estudios incluyeron geología, muestreo y análisis geoquímico y algunos estudios geofísicos. Con ayuda de Geothermex se definió como área de mayor interés la zona de Estanzuela, donde existen evidencias de un acuífero somero de baja temperatura en los pozos mecánicos perforados para riego de cultivos en el Valle de La Fragua. Este año 2017 se solicitó y se ha dado en concesión por 50 años por parte del MEM una licencia de explotación para una planta geotérmica de hasta 20 MW de capacidad.

En el año 2015 fue presentada una solicitud tendente a obtener autorización definitiva para utilizar bienes de dominio público, para la instalación de una Central Generadora Geotérmica, con capacidad instalada de 20 MW, para el proyecto geotérmico denominado Geotérmica El Porvenir, por un plazo de 50 años, la cual fue autorizada en septiembre del presente año. Una vez obtenida la concesión en el 2018, se estima que la empresa iniciará con los trabajos de perforación de pozos exploratorios.

Desde el punto de vista geológico esta área representa un ambiente diferente del resto de concesiones geotérmicas, ya que no se encuentra en un ambiente volcánico sino que su fuente de calor está asociada únicamente a

fenómenos de movimientos de placas tectónicas, por lo que su desarrollo representa un reto técnico especial, ya que existen muy pocos campos en el mundo con estas características.

1.3.9. Capacidad estimada de las áreas geotérmicas

Puesto que desde los años 80's el Instituto Nacional de Electrificación ha realizado análisis de prefactibilidad para la explotación de campos geotérmicos, existe un estimado de que con capacidad podrían explotarse alrededor de 279 MW.

Tabla V. **Potencial geotérmico estimado**

Área Geotérmica	Estado desarrollo	Potencial Estimado (MW)	Temperatura Geotermómetro (°C)
San Marcos	Prefactibilidad	24	240
Zunil I	En explotación	35	280
Zunil II	Factibilidad	30	280
Totonicapán	Evaluación Preliminar	25	260
Atitlán	Evaluación Preliminar	ND	160
Amatitlán	En explotación	50	270
El Ceibillo	Factibilidad	20	230
Palencia	Evaluación Preliminar	ND	200
Tecuamburro	Factibilidad	40	250
Ayarza	Evaluación Preliminar	ND	180
Los Achiotés	Evaluación Preliminar	ND	150
Retana	Evaluación Preliminar	ND	150
Moyuta	Factibilidad	20	180
Cerro Blanco	Factibilidad	20	200
Estanzuela	Prefactibilidad	15	160

Fuente: elaboración propia, con base en información del Ministerio de Energía y Minas e INDE.

1.4. Contribución prevista y determinada en el sector eléctrico

Si bien dentro de los compromisos adquiridos no existe un apartado específico para definir las contribuciones para el sector eléctrico para el año 2030, en función de las emisiones medidas en los años 1994, 2000 y 2005, se realizó una proyección para el año 2030, la cual se estima en alrededor de los 53,85 millones de toneladas de CO_{2eq}.

Las emisiones medidas para la industria eléctrica en los 3 inventarios realizados en Guatemala, los cuales son expresados en la V, fueron los insumos utilizados para la proyección y determinación de las emisiones en el año 2030, la proyección realizada fue de carácter lineal, como bien se puede observar en la figura 3.

Tabla VI. **Emisiones de gases de efecto invernadero**

Subsector	Emisiones en miles de toneladas CO _{2eq}			Contribución (%)		
	1994	2000	2005	1994	2000	2005
Industria Energética	4 547,98	2 512,45	2 769,25	44,49 %	24,10 %	22,76 %

Fuente: elaboración propia, con base en Segunda Comunicación Nacional Sobre Cambio Climático en Guatemala.

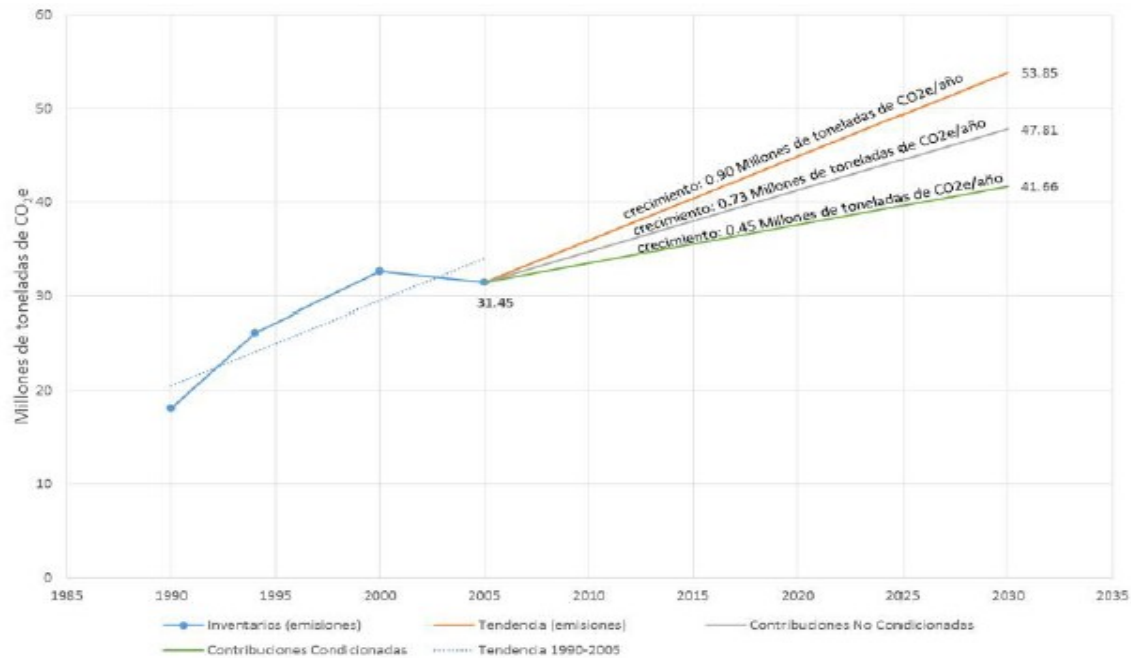
Con el objetivo de establecer una comparación entre las emisiones evitadas y las emisiones proyectadas, se asume que para el sector de la industria energética la proporción del 22,76 %, será equivalente para el año 2030.

1.4.1. Propuesta no condicionada

De acuerdo al principio de responsabilidades comunes pero diferenciadas y sus actuales capacidades, Guatemala planifica lograr una reducción del 11,2 % de sus emisiones GEI totales del año base 2005 proyectado al año 2030. Esta reducción del 11,2 % implica que las emisiones, en un escenario tendencial (BAU por sus siglas en inglés) de 53,85 millones de toneladas de CO_{2eq} para el año 2030, serán reducidas a un valor de 47,81 millones de toneladas de CO_{2eq} en ese año.

Considerando que la industria energética representa el 22,76 % en el año 2005, y asumiendo que dicha proporción se conservaría hasta el año 2030, esto implicaría que para el año 2030 la industria energética contribuiría con 12,26 millones de toneladas de CO_{2eq}, según el escenario tendencial, y si se implementan medidas de mitigación y se reduce el 11,2 % se alcanzaría 10,89 millones de toneladas de CO_{2eq}.

Figura 3. **Tendencias de emisiones y contribuciones de Guatemala**



Fuente: NDC's, Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales.

1.4.2. Propuesta condicionada

Guatemala plantea una reducción más ambiciosa que la anterior, de hasta el 22,6 % de sus emisiones de GEI totales del año base 2005 proyectado al año 2030. Esta reducción del 22,6 % implica que las emisiones, en un escenario tendencial (BAU) de 53,85 millones de toneladas de CO₂eq para el año 2030, serían reducidas a un valor de 41,66 millones de toneladas de CO₂eq en ese año. Como condición para alcanzar esta meta ambiciosa será necesario contar con el apoyo técnico y financiero necesario proveniente de recursos internacionales públicos y privados, nuevos y adicionales.

Para el año 2030 la industria energética contribuiría con 12,26 millones de toneladas de CO_{2eq}, según el escenario tendencial, y si se implementan medidas de mitigación y se reduce en un 22,6 % se alcanzaría 9,49 millones de toneladas de CO_{2eq}.

1.4.3. Período de aplicación

El período de aplicación es 2016-2030, con revisiones periódicas de acuerdo con los ciclos que se establezcan en el nuevo acuerdo, utilizando de base la información de los años 1990-2005. Esto permite al país mejorar la métrica y contabilidad de las emisiones, así como una reorientación de las líneas de acción de ser necesario.

1.4.4. Ámbito de aplicación y cobertura

- Cobertura: a nivel nacional.
- Gases de Efecto Invernadero: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O) (expresados en CO_{2eq}).
- Sectores emisores: energía, uso del suelo y cambio de uso del suelo y silvicultura, agricultura, desechos y procesos industriales.

1.4.5. Mitigación

Mecanismos de mitigación para el sector de energía:

- Matriz de generación eléctrica del país con un enfoque al aumento del aprovechamiento de fuentes renovables. Actualmente, el Sistema Nacional Interconectado (SNI) cuenta con generación eléctrica del

69,72 % renovable y se espera que para el año 2030 la generación eléctrica sea del 80 % a partir de fuentes renovables.

- La Política Energética 2013-2027 en sus ejes: 1) Seguridad del abastecimiento de electricidad a precios competitivos. 4) Ahorro y uso eficiente de la energía, y 5) Reducción del uso de la leña en el país a través de La Estrategia Nacional de Uso Eficiente y Sostenible de la Leña.
- Ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable (Decreto 52- 2003).
- Norma técnica para la conexión, operación, control y comercialización de la generación renovable -NTGDR- y los usuarios autoprodutores con excedentes de energía.
- Subsector transporte: implementación y mejora del sistema Transmetro (BRT por sus siglas en inglés) actualmente en operación en la ciudad de Guatemala. Además, se impulsará una normativa para establecer un programa de incentivos fiscales y subsidios enfocados en el uso de energías limpias para el transporte público y privado, incluyendo normativa para regular las emisiones de GEI en el transporte público colectivo e individual (Art. 21).
- Implementación del Plan Nacional de Energía, estipulado en la Ley Marco de Cambio Climático (Art. 18).

1.5. Factores de emisión por tipo de combustible

Para determinar los coeficientes de emisiones se utilizó la metodología definida por el Panel Intergubernamental de Cambio Climático, dichos datos se determinaron por medio de s de referencia que se obtuvieron a partir de datos experimentales de campo, estos valores no representan las emisiones reales,

puesto que para determinar estas se utilizan dispositivos especiales que las miden directamente desde el escape de las plantas.

Tabla VII. **Coefficiente de emisiones por tipo de combustible**

Combustible	Unidad	Ton CO _{2e} /Unidad
Carbón	Tonelada	1,2617
Bunker	Galón	0,7458
Biomasa	Tonelada	0,0407
Biogás	m ³	0,0007
Diésel	Galón	0,796
Leña	Tonelada	0,0068
Gas Natural	MMBTU	0,2035

Fuente: elaboración propia, con base en módulo estadístico del Ministerio de Energía y Minas.

1.6. Optimización estocástica de sistemas hidrotérmicos

Según la página web de la empresa PSR-INC, el software SDDP es un modelo de despacho hidrotérmico con representación de la red de transmisión y utilizado en los estudios operativos de corto, mediano y largo plazos. El modelo calcula la política operativa estocástica de mínimo costo de un sistema hidrotérmico tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- Detalles operativos de las plantas hidroeléctricas (representación individualizada, balance hídrico, límites de turbinado y almacenamiento, volúmenes de seguridad, vertimiento, filtración, entre otros.).
- Detalles de las plantas térmicas (*commitment*, restricciones de generación debidas a contratos *take or pay*, curvas de eficiencia cóncavas y convexas, restricciones de consumo de gas, térmicas bi-combustible, entre otros.).

- Representación de los mercados *spot* y de los contratos de suministro.
- Incertidumbre hidrológica: es posible utilizar modelos estocásticos de caudales que representan las características hidrológicas del sistema (estacionalidad, dependencia temporal y espacial, sequías severas entre otros.) y el efecto de fenómenos climáticos específicos como por ejemplo el de El Niño.
- Detalles del sistema de transmisión: leyes de Kirchhoff, límites de flujo de potencia en cada circuito, pérdidas, restricciones de seguridad, límites de exportación e importación por área eléctrica, entre otros.
- Variación de la demanda por escalones y por barra del sistema, con etapas mensuales o semanales (estudios de mediano o largo plazo) o a nivel horario (estudios de corto plazo).
- Restricciones de suministro (*commodity* y transporte) del gas natural.

Además de la política operativa de mínimo costo, el modelo calcula distintos índices económicos tales como el costo marginal de operación (por submercado y por barra), las tarifas de peaje y los costos de congestiónamiento de la red, los valores del agua por planta, el costo marginal de restricciones de suministro de combustible y otros.

A primera vista los recursos hidroeléctricos, por no tener costos operativos directos, deberían ser los primeros en el orden de accionamiento de los generadores. Sin embargo, se observa que el operador tiene la opción de usar estos recursos hoy o de almacenarlos para uso futuro. Por ejemplo, se supone que un recurso hidroeléctrico permite la producción de 1 MWh. Se supone también que el precio *spot* actual es de 18 US\$/MWh pero que a la semana siguiente el precio sea de 25 US\$/MWh. Como el objetivo del operador es maximizar la eficiencia económica del uso de los recursos, él prefiere almacenar el agua hasta la próxima semana. En otras palabras, aunque las

usinas hidroeléctricas no tengan un costo operativo directo, poseen un costo de oportunidad que refleja el beneficio económico futuro de su energía.

En el ejemplo sencillo de arriba, en el que el precio futuro es más alto que el actual, la decisión óptima es obvia. Sin embargo, en las situaciones reales hay una incertidumbre con relación a los precios futuros, que podrán ser más altos o más bajos que el actual. Por lo tanto, la decisión de almacenar o no el agua hoy depende de un análisis de las consecuencias de esta decisión para todos los escenarios futuros de precio.

Lamentablemente el número de combinaciones de escenarios de precios crece exponencialmente a lo largo del tiempo. Por ejemplo, se supone que a cada semana hay dos escenarios de precios. Al final de un año el número de combinaciones sería 252, poco más de un cuatrillón, lo que obviamente hace inviable cualquier método de búsqueda exhaustiva. Además de esto, la propia transferencia de energía de una semana para otra modifica los precios *spot*, porque se está creando escasez en la semana actual y aumentando la oferta en la semana siguiente. En resumen, el despacho operativo de un sistema hidrotérmico es un problema de optimización estocástica de gran porte, cuya solución es bastante compleja.

La metodología de solución tradicionalmente utilizada para resolver este problema de despacho se conoce como programación dinámica estocástica (PDE). La PDE tradicional requiere la discretización de los niveles de almacenamiento del embalse (100 %, 95 %, 90 %, entre otros). Cuando hay dos o más embalses, es necesario enumerar todas las combinaciones de niveles de los mismos (100 % y 100 %; 100 % y 95 %...; 95 % y 100 %; 95 % y 95 %, entre otros.). Como consecuencia, el esfuerzo computacional de la PDE crece de manera exponencial con el número de plantas hidroeléctricas, lo que

restringe la aplicación de la metodología tradicional a sistemas con un número reducido de embalses. La metodología utilizada en el modelo SDDP es la llamada programación dinámica estocástica dual (PDED), que el equipo de PSR desarrolló en la década del 80. Esta metodología permite representar la función de costo futuro de la PDE tradicional como una función lineal por partes. Por este motivo no es necesario enumerar las combinaciones de niveles de los embalses, lo que permite obtener la solución óptima estocástica para sistemas con un gran número de plantas hidroeléctricas.

1.7. Funcionamiento del OPTGEN

Según la página web de la empresa PSR-INC, el OPTGEN es una herramienta computacional que determina la expansión de mínimo costo (generación e interconexiones regionales) de un sistema hidrotérmico multiregional. La operación del sistema se representa de manera detallada tomando en cuenta la incertidumbre en los caudales, las restricciones de emisión de gases de efecto invernadero y las restricciones de capacidad mínima, entre otros aspectos.

1.7.1. Aspectos de modelación

La expansión integrada se plantea como un problema de programación entera mixta (MIP) de gran tamaño que representa los siguientes aspectos:

- Flexibilidad en las etapas de inversión y operación (anual, semestral, trimestral, mensual).
- Variables continuadas o variables enteras.
- Proyectos opcionales y obligatorios.
- Conjuntos de proyectos asociados.

- Conjuntos de proyectos mutuamente exclusivos.
- Restricciones de precedencia.
- Restricciones de capacidad instalada mínima para diferentes grupos de tecnologías y para diferentes intervalos de tiempo, lo que permite representar políticas energéticas gubernamentales.
- Cálculo de costos marginales de referencia para los proyectos candidatos.
- Restricciones ambientales: emisiones de gases de efecto invernadero.
- Restricciones de disponibilidad de combustibles.
- Análisis de múltiples escenarios.
- Análisis de planes de expansión definidos de forma completa o parcial por el usuario.

2. CONSIDERACIONES DEL ESTUDIO

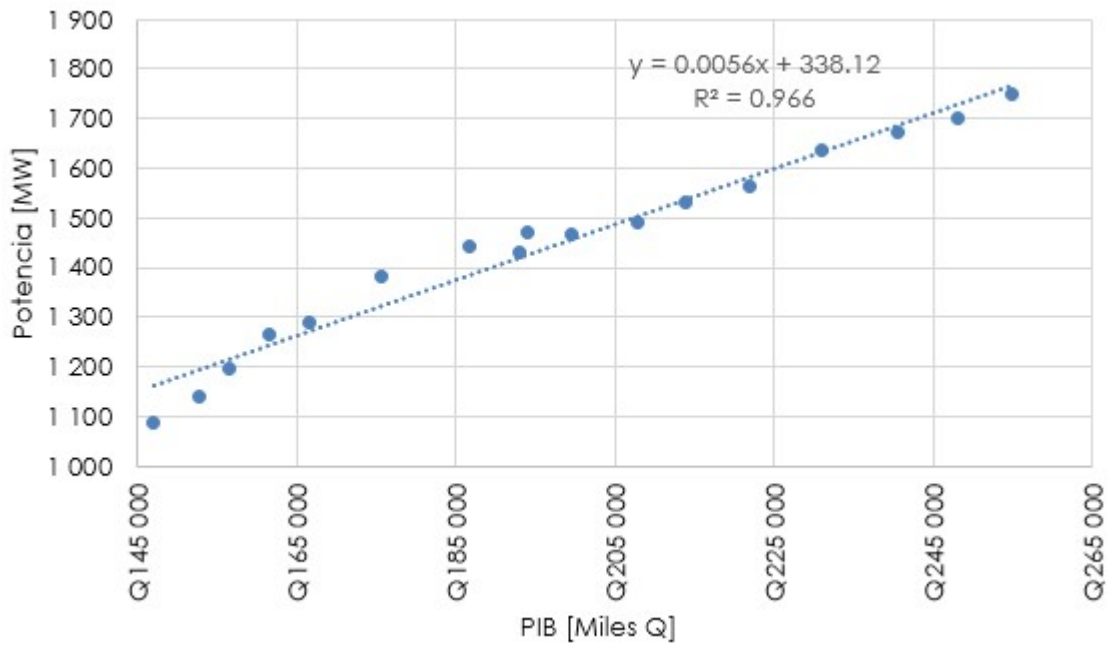
2.1. Proyección de los insumos a utilizar

Parte fundamental en el desarrollo del análisis técnico-económico es entender los posibles comportamientos de las variables a utilizar, y su correlación con variables económicas más importantes. Estos inciden directamente en el despacho económico en el Sistema Nacional Interconectado.

2.1.1. Energía y potencia

Parte fundamental antes de establecer la proyección de energía y potencia es determinar qué variable explicativa es la que define el crecimiento energético. A nivel internacional, por lo regular se utiliza el Producto Interno Bruto (PIB) como variable explicativa, lo cual desde distintos puntos de vista parece lo más lógico, puesto que mayor crecimiento económico tiene como consecuencia un mayor aumento de la demanda para producir bienes o servicios, por lo que se correlacionó y se determinó lo siguiente:

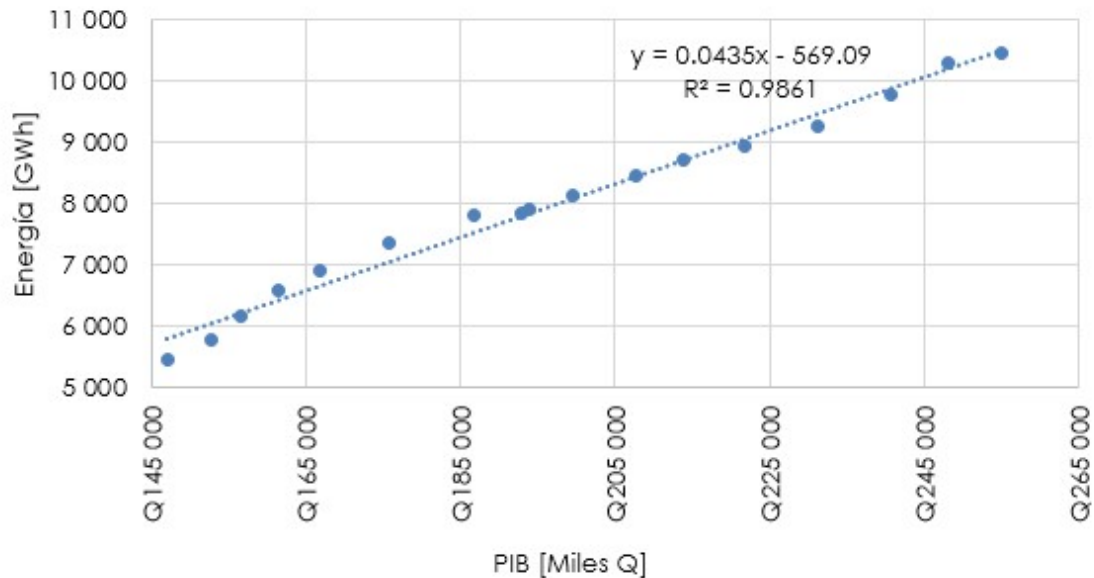
Figura 4. **Correlación entre potencia y Producto Interno Bruto**



Fuente: elaboración propia, con base en información del Ministerio de Energía y Minas y Banco de Guatemala.

De la misma manera se realizó la correlación con el consumo de energía y se determinó lo siguiente:

Figura 5. **Correlación entre energía y Producto Interno Bruto**

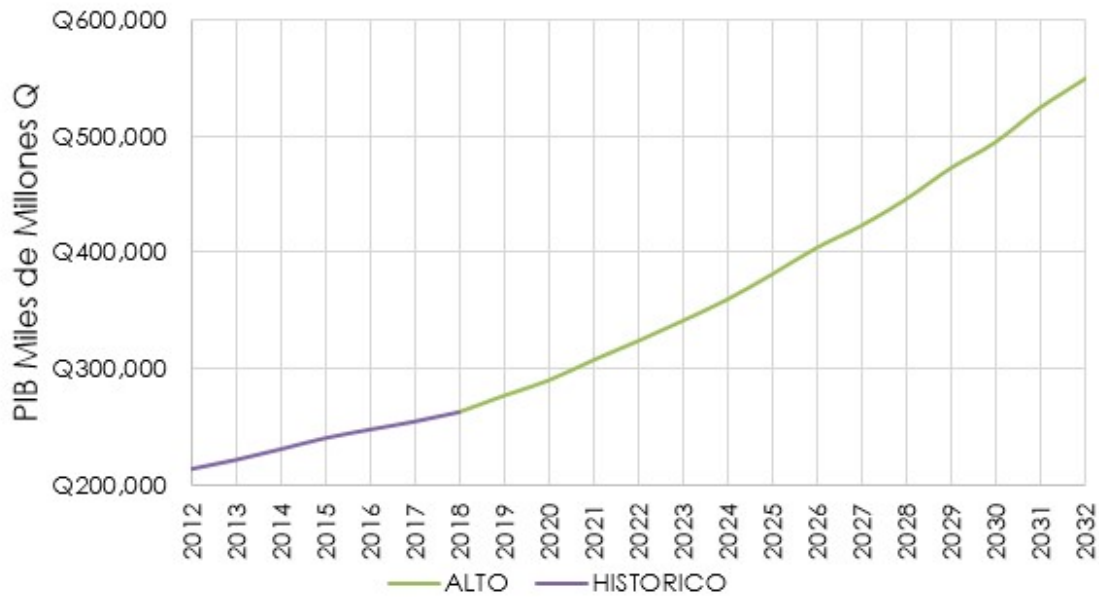


Fuente: elaboración propia, con base en información del Ministerio de Energía y Minas y Banco de Guatemala.

Puesto que los indicadores R^2 dan resultados mayores a 0,85, se puede deducir que las variables se encuentran altamente correlacionadas, por lo que por medio de estas correlaciones se puede realizar una predicción bastante general de cómo se desarrollará el consumo de energía y potencia, por lo que si se estima un crecimiento del Producto Interno Bruto, es posible elaborar un escenario alto donde se establezcan premisas de cómo podría desarrollarse el consumo de energía y potencia.

Puesto que predecir el futuro es algo complejo, con fines prácticos se asumirá un escenario donde el crecimiento económico será similar arriba del promedio de los anteriores 15 años, el cual oscila entre el 3,74 % y 4,38 % teniendo como resultado la siguiente proyección:

Figura 6. **Proyección del Producto Interno Bruto**



Fuente: elaboración propia, con base en información del Banco de Guatemala.

Al realizar la proyección del PIB como se muestra en la figura 6, y por medio de la correlación obtenida en las figuras 4 y 5, se procede a proyectar la demanda de energía y potencia.

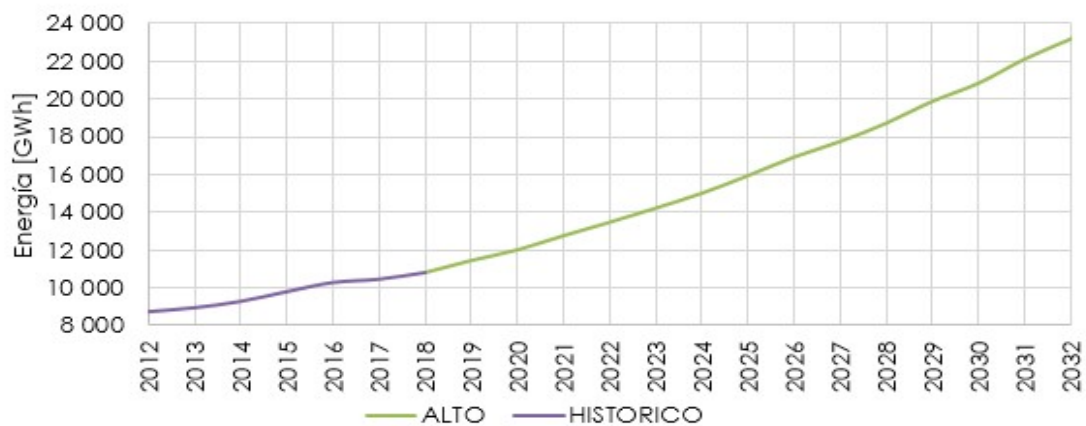
Figura 7. **Proyección de la demanda de potencia**



Fuente: elaboración propia, con base en información del Ministerio de Energía y Minas.

La proyección realizada estima que para el año 2032 podría demandarse hasta 3 353 MW de potencia.

Figura 8. **Proyección de la demanda de energía**



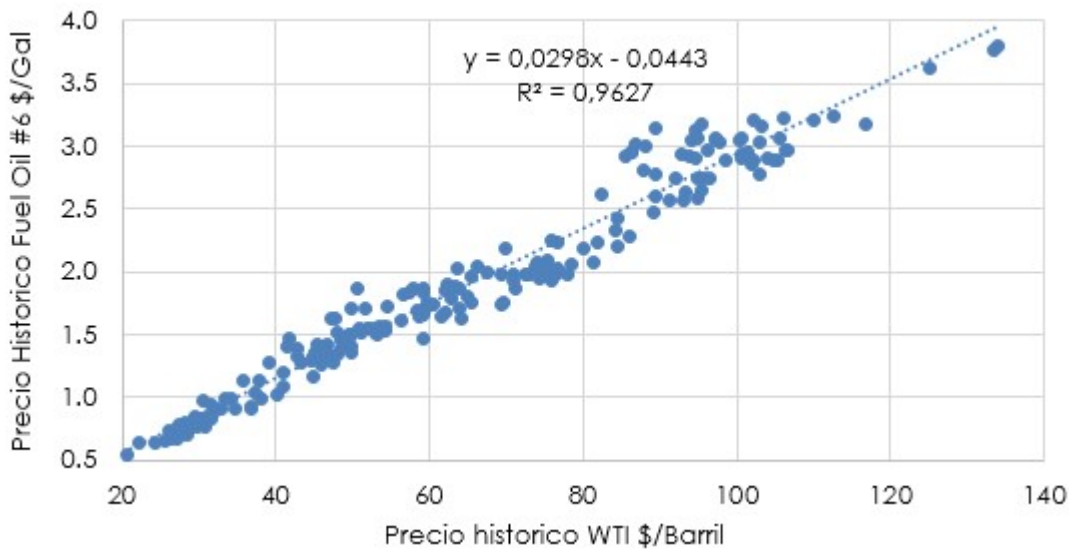
Fuente: elaboración propia, con base en información del Ministerio de Energía y Minas.

La proyección de la demanda de energía da como resultado que para el año 2032 exista un consumo de energía de 17 558,2 GWh.

2.1.2. Pronóstico de los precios de combustibles

La proyección de los precios se realizó utilizando como insumos los precios proyectados por Energy Information Administration (EIA), correspondientes a petróleo West Texas Intermediate, el cual se correlacionó con los combustibles *fuel oil #3* y *fuel oil #6*, como se muestra en la figura 9, y para el gas natural se utilizó el precio de referencia Henry Hub.

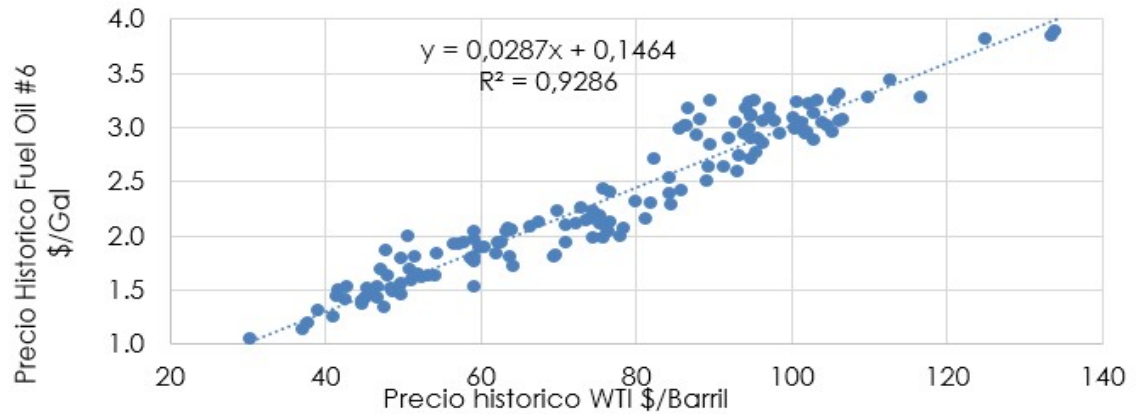
Figura 9. **Correlación WTI vs. *fuel oil #6***



Fuente: elaboración propia, EIA.

Los resultados de la figura 9 demuestran que el precio WTI de petróleo tiene una alta correlación a los precios del *fuel oil #6*, por lo que este se utilizará como referencia para la proyección de este precio de combustible.

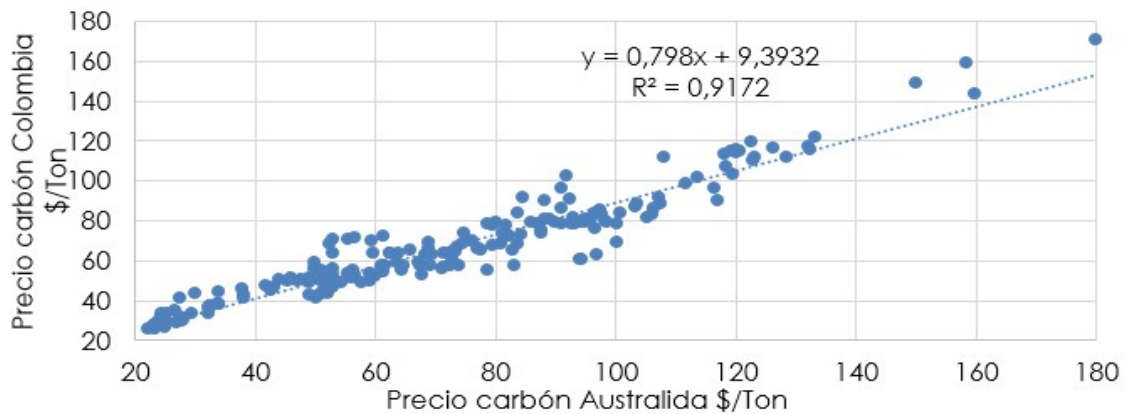
Figura 10. **Correlación WTI vs. *fuel oil* #3**



Fuente: elaboración propia, EIA.

Los resultados de la figura 10 muestran que el WTI de petróleo se encuentra altamente correlacionado a los precios de *fuel oil* #3, por lo que se utilizará esta correlación para proyectar los precios de combustible.

Figura 11. **Precio FOB de carbón en Australia vs. Precio FOB en Colombia**

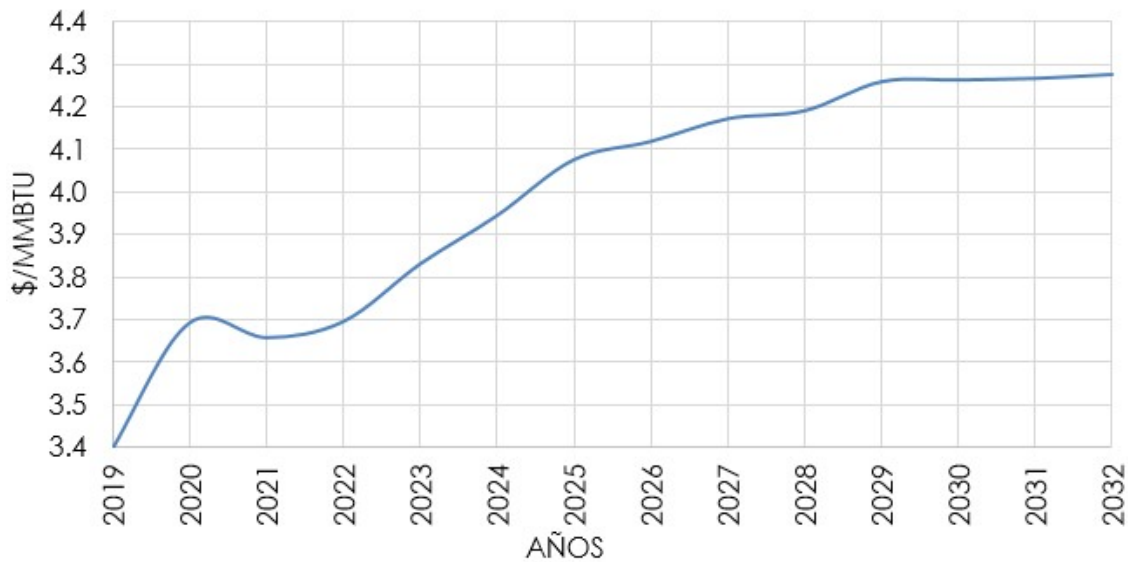


Fuente: elaboración propia, con base en información del Banco Mundial.

En el caso de la proyección del carbón, se utilizaron insumos provenientes del Banco Mundial, se correlacionó el precio FOB de carbón de Colombia, con el precio de referencia de Australia, puesto que la demanda de carbón se encuentra altamente correlacionada a nivel mundial, como se ve en la figura 11.

Puesto que la Energy Administration Information genera periódicamente una prospectiva de los precios de combustible, a continuación se muestra la proyección de los distintos precios de combustibles. En el caso de la proyección del precio Henry Hub para gas natural, la proyección considera el cumplimiento del plan nacional de energía de Estados Unidos, así como el aumento de la demanda de gas natural que durante los anteriores años ha ido en aumento debido a la penetración de este recurso en áreas como generación de energía eléctrica y calefacción.

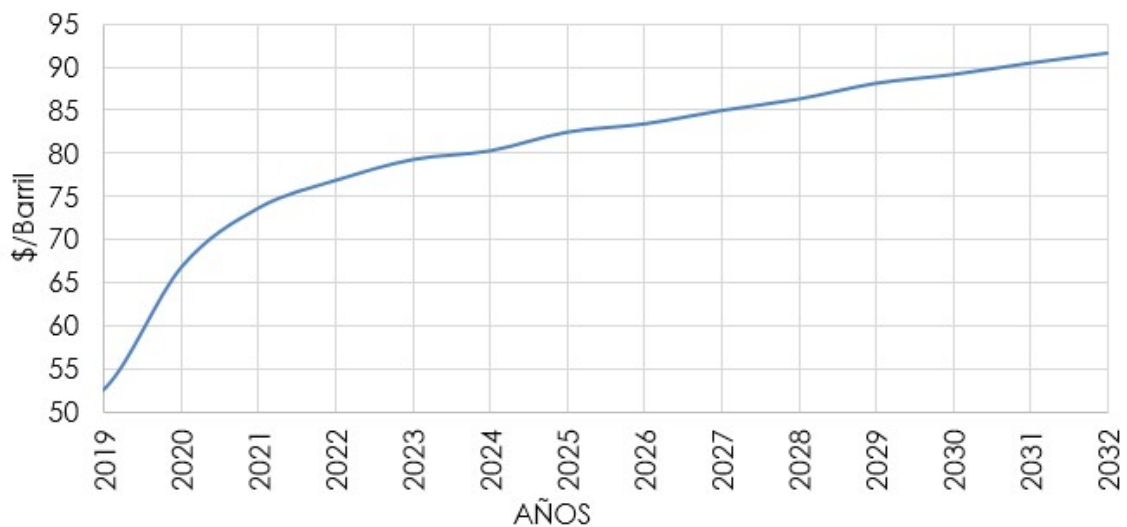
Figura 12. **Proyección del precio de gas natural henry hub**



Fuente: elaboración propia, EIA.

La proyección de precios de petróleo considera un aumento en la demanda de este recurso, principalmente para la industria petroquímica, que en los últimos años ha ido en considerable aumento, puesto que Estados Unidos en la última década prácticamente ha duplicado su capacidad productiva derivada de estos últimos.

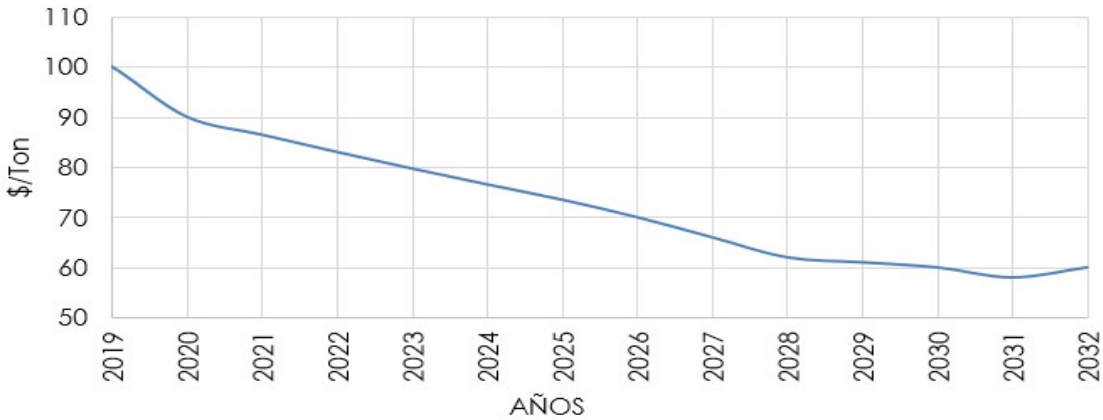
Figura 13. **Proyección del precio de petróleo WTI**



Fuente: elaboración propia, EIA.

A diferencia de los anteriores indicadores en que se estima un incremento sustancial en los precios de los energéticos, el carbón juega un papel distinto, y los compromisos ambientales adquiridos por los países desarrollados relacionados a la reducción de gases de efecto invernadero, así como la sustitución de este energético por gas natural, dan la pauta de que en el largo plazo dicho recurso sea muy poco demandado.

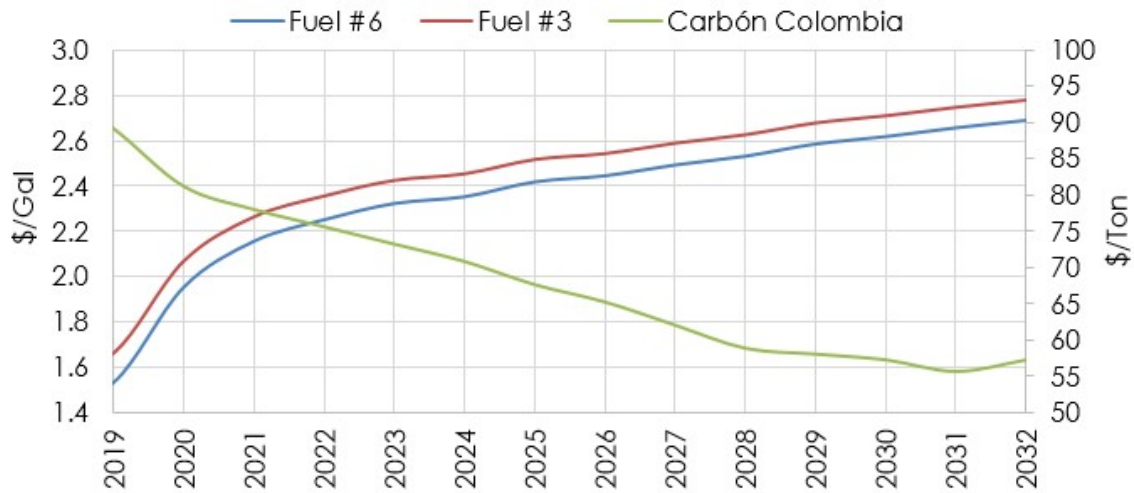
Figura 14. **Proyección del precio de carbón en Australia**



Fuente: elaboración propia, EIA.

A continuación se muestra la proyección de precios en función de las correlaciones realizadas previamente en las figuras 9, 10 y 11.

Figura 15. **Proyección de precios FOB *fuel oil #3* y *fuel oil #6* y carbón en Colombia**



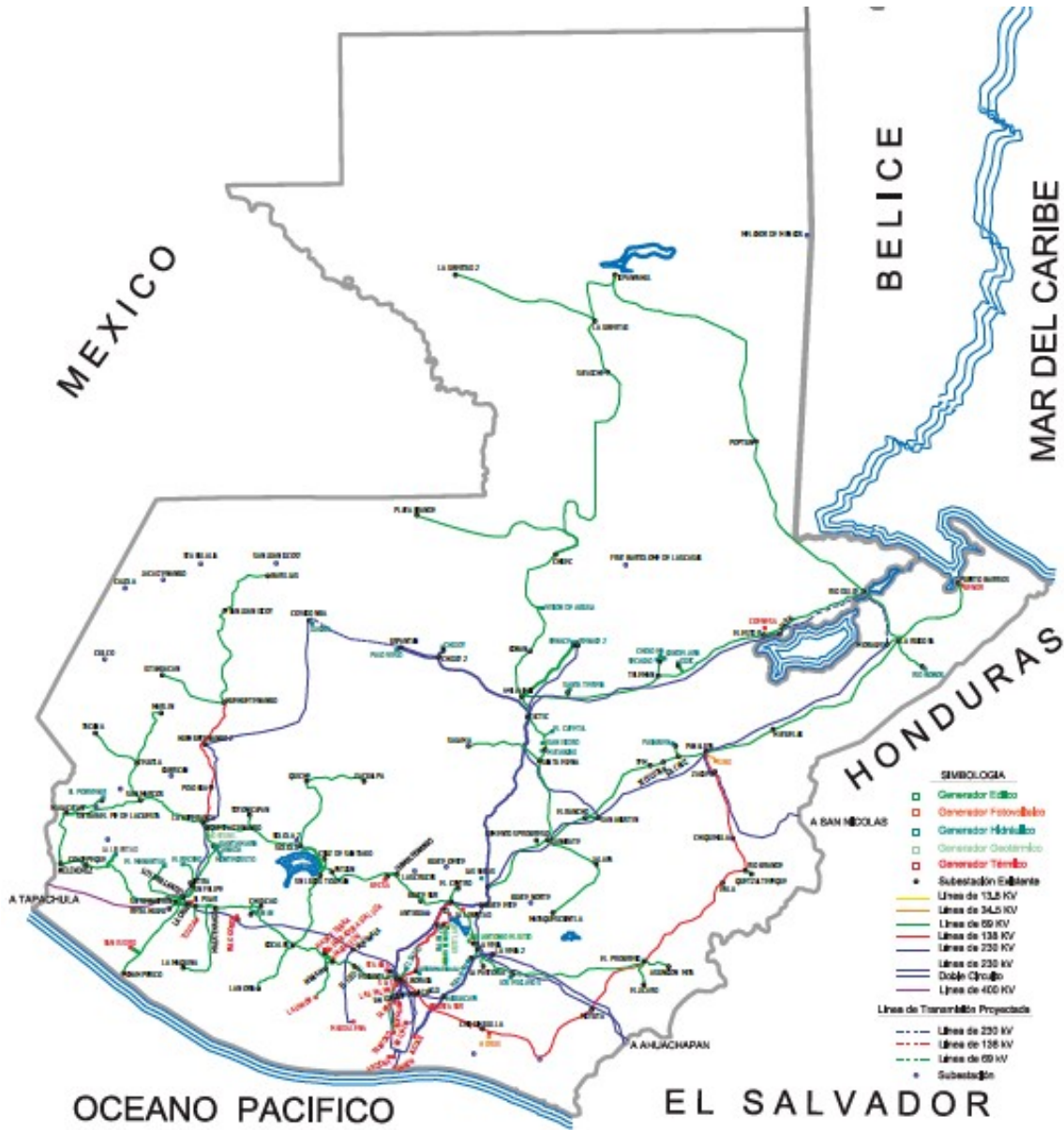
Fuente: elaboración propia, EIA.

2.2. Red eléctrica

Uno de los factores más importantes dentro de la modelación del sistema eléctrico y principalmente en el plan de expansión del sistema de generación guatemalteco es la red eléctrica, esta establece restricciones importantes puesto que la congestión en las líneas de transmisión es una de las principales causas de que en muchos casos exista vertimiento o el despacho hidrotérmico no sea el más óptimo.

Dentro de la modelación se considerará el sistema de transmisión que actualmente conforma el Sistema Nacional Interconectado, el cual puede observarse en la figura 16.

Figura 16. Mapa del Sistema Nacional Interconectado Guatemalteco

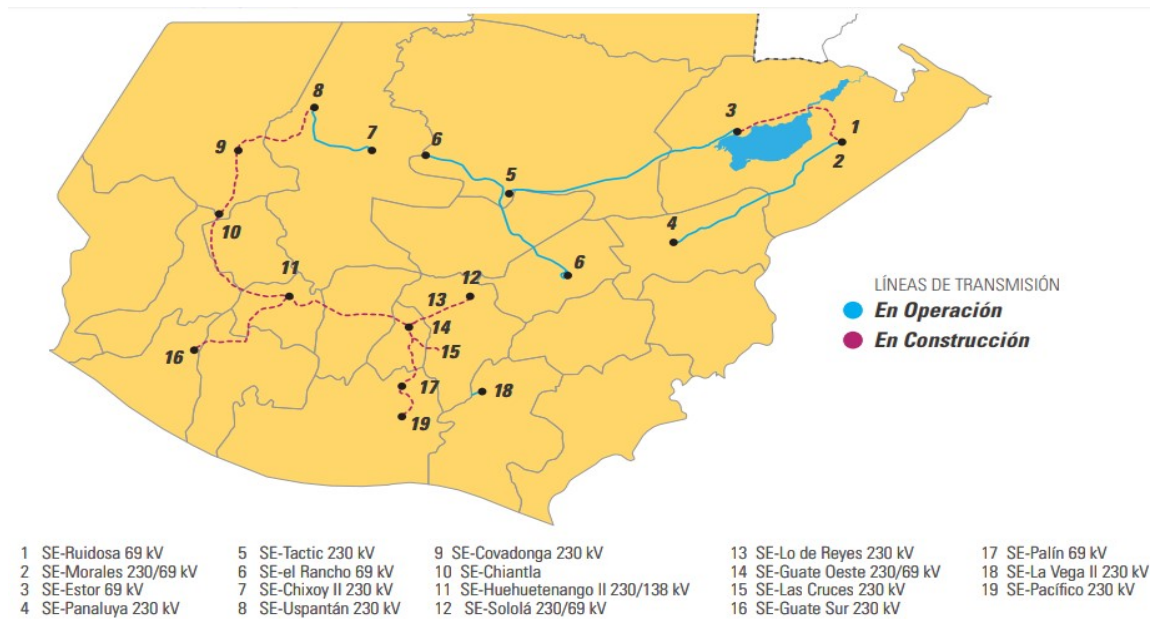


Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. Informe Estadístico 2017.

2.2.1. Plan de expansión del sistema de transporte 2009

El 22 de febrero del año 2010 se adjudica las obras correspondientes a los lotes A, B, C, D, E y F entre la institución Transportadora de Energía de Centroamérica, S.A. (TRECESA) y el Ministerio de Energía y Minas. El mismo se adjudica por medio de un canon anual de US\$ 32 349 900,00, el cual se liquidaría por 15 años, luego de la puesta en operación comercial de las obras del proyecto. Inicialmente dicho proyecto contaba con la ampliación de 12 subestaciones, la construcción de otras 12 subestaciones y el tendido de más de 850 kilómetros de líneas de transmisión, entre líneas de transmisión nuevas, conexiones y adecuaciones.

Figura 17. Plan de expansión del sistema de transporte 2009



Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Plan de expansión del sistema de transporte 2018-2032.*

Así mismo, en la modelación se considera que las obras en construcción entrarán en operación según lo establecido por la empresa transportista, considerando los avances que se muestran a continuación:

Tabla VIII. Avances del lote A, correspondiente al plan de expansión del sistema de transporte 2009

Lote	Obra	Obra civil	Montaje Electromecánico	Pruebas
A	Subestación Pacifico 230 kV	En operación comercial		
	Subestación La Vega II 230 kV	En operación comercial		
	Subestación Palestina 230/69 kV, 195 MVA	99 %	99 %	61 %
	Ampliación de la subestación Palín 69 kV	100 %	48 %	3 %
	Subestación Las Cruces 230 kV	84 %	0 %	0 %
	Subestación Guate Oeste 230/69 kV, 195 MVA	27 %	0 %	0 %
	Subestación Lo De Reyes 230 kV	41 %	0 %	0 %
	Conexión Aguacapa – Frontera 230 kV a subestación La Vega II	En operación comercial		
	Conexión GuateEste – Jalpatagua 230 kV a subestación La Vega II	En operación comercial		
	Conexión Escuintla II – San José 230 kV a subestación Pacífico	En operación comercial		
	Conexión San Joaquín – Aguacapa 230 kV a subestación Pacífico	En operación comercial		
	Línea de transmisión Palestina – Pacifico 230 kV	76 %	74 %	48 %
	Línea de transmisión Palestina – Palín a 69 kV	71 %	62 %	0 %
	Línea de transmisión Las Cruces – Guate Oeste 230 kV	35 %	0 %	0 %
	Línea de transmisión Las Cruces – Palestina 230 kV	33 %	32 %	0 %
	Línea de transmisión Lo de Reyes – Guate Oeste 230 kV	11 %	5 %	0 %
	Conexión Tactic – Guate Norte a 230 kV a subestación Lo de Reyes	14 %	0 %	0 %

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Plan de expansión del sistema de transporte 2018-2032.*

Tabla IX. **Avances de los lotes B, C y D, correspondientes al plan de expansión del sistema de transporte 2009**

Lote	Obra	Obra Civil	Montaje Electromecánico	Pruebas
B	Ampliación subestación Huehuetenango II 230/138 kV, 150 MVA	En operación comercial		
	Ampliación subestación Covadonga 230 kV	En operación comercial		
	Ampliación subestación Uspantán 230 kV	En operación comercial		
	Subestación Chiantla 230/69 kV, 105 MVA	0 %	0 %	0 %
	Covadonga – Uspantán 230 kV	En operación comercial		
	Conexión Huehuetenango – Pologua 138 kV a subestación Huehuetenango II	En operación comercial		
	Línea de transmisión Chiantla – Covadonga 230 kV	0 %	0 %	0 %
	Línea de transmisión Chiantla – Huehuetenango II 230 kV	67 %	63 %	0 %
C	Línea de transmisión Huehuetenango II – Sololá 230 kV	14 %	6 %	0 %
	Subestación Morales 230/69 kV, 150 MVA	En operación comercial		
	Ampliación a subestación Panaluya 230 kV	En operación comercial		
	Ampliación a subestación La Ruidosa 69 kV	En operación comercial		
	Línea de transmisión Morales – Panaluya 230 kV	En operación comercial		
	Línea de transmisión Morales – Ruidosa 69 kV	En operación comercial		
D	Subestación Izabal 230/69kV, 150 MVA	En operación comercial		
	Ampliación subestación El Estor 69kV	En operación comercial		
	Ampliación subestación Tactic 230 kV	En operación comercial		
	Línea de transmisión Tactic – Izabal 230 kV	En operación comercial		
	Línea de transmisión Izabal – Morales 230 kV	97 %	97 %	94 %
	Línea de transmisión Izabal – El Estor 69 kV	En operación comercial		

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Plan de expansión del sistema de transporte 2018-2032.*

Tabla X. **Avances de los lotes E y F, correspondientes al plan de expansión del sistema de transporte 2009**

Lote	Obra	Obra Civil	Montaje Electromecánico	Pruebas
E	Subestación San Agustín 230/69 kV, 150 MVA	En operación comercial		
	Ampliación subestación Chixoy II 230 kV	En operación comercial		
	Ampliación subestación El Rancho 69 kV	En operación comercial		
	Línea de transmisión Chixoy II – San Agustín 230 kV	En operación comercial		
	Conexión Guate Norte – Panaluya 230 kV, a subestación San Agustín	En operación comercial		
	Línea de transmisión El San Agustín – El Rancho 69 kV	En operación comercial		
F	Sololá 230/69 kV, 150 MVA	98 %	84 %	10 %
	Ampliación Guate Sur 230 kV	99 %	85 %	26 %
	Ampliación Los Brillantes 230 kV	0 %	0 %	0 %
	Línea de transmisión Sololá – Los Brillantes 230 kV	0 %	0 %	0 %
	Conexión Sololá – Quiche 69 kV	0 %	0 %	0 %
	Línea de transmisión Guate Sur – Las Cruces 230 kV	37 %	29 %	0 %
	Línea de transmisión Las Cruces – Sololá 230 kV	44 %	41 %	0 %

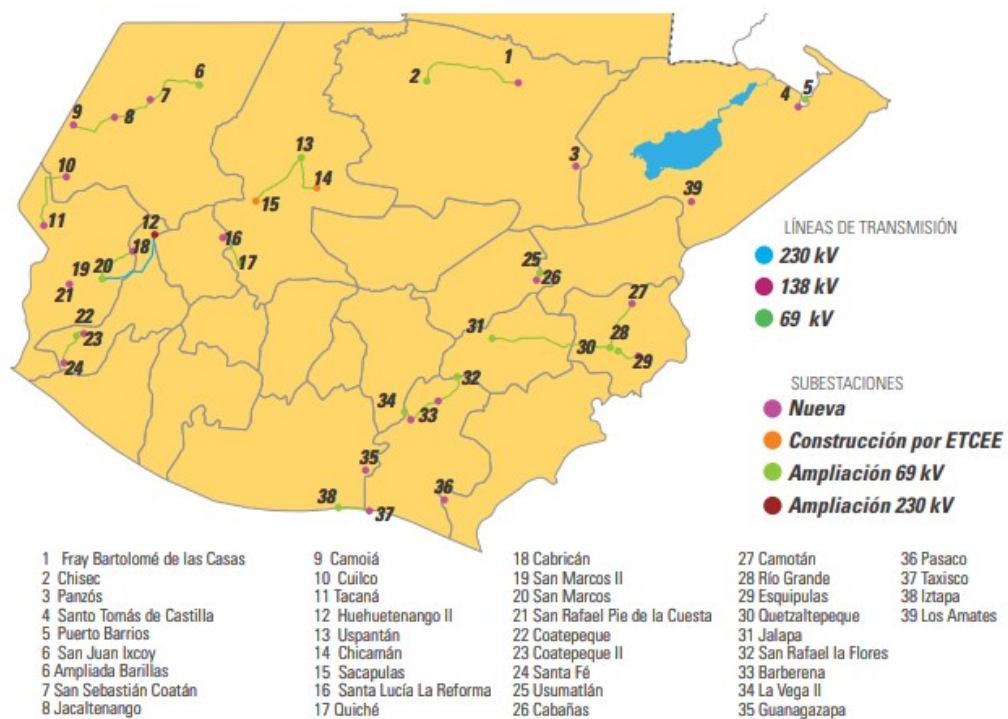
Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Plan de expansión del sistema de transporte 2018-2032.*

2.2.2. Plan de expansión del sistema de transporte nacional 2014

El 30 de enero del año 2015 se firmaron los contratos de autorización de ejecución de las obras de transmisión para los lotes A, B, y E entre Fersa, S.A. y el Ministerio de Energía y Minas. Los mismos se adjudican por medio de un canon anual de US\$ 8 644 265,65 para el lote A, US\$ 10 100 597,70 para el lote B y US\$ 5 347 485,81 para el lote E. Dicho canon se liquidará por 15 años, luego de la puesta en operación comercial de las obras de cada uno de los

lotes. Así mismo, el 30 de enero del año 2015 se firma también el contrato de autorización de ejecución de las obras de transmisión para el lote D, entre la institución Transportista Eléctrica Centroamericana, S.A. (Trec) y el Ministerio de Energía y Minas. El mismo se adjudica por un canon de US\$ 9 185 804,00.

Figura 18. **Plan de expansión del sistema del transporte nacional 2014**



Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Plan de expansión del sistema de transporte 2018-2032.*

Tabla XI. **Avances de la subestaciones del lote A, correspondientes al plan de expansión del sistema del transporte nacional 2014**

Lote	Subestación	Diseño		Total Obra Civil	Avance Global
		Ingeniería básica	Ingeniería de detalle		
A	Nueva subestación Camojá 69/13.8 kV, 14 MVA	60 %	0 %	0 %	0 %
	Nueva subestación Jacaltenango 69/34.5 kV, 14 MVA	0 %	0 %	0 %	0 %
	Nueva subestación San Sebastián Coatán 69/13.8 kV, 14 MVA	0 %	0 %	0 %	0 %
	Nueva subestación Cuilco 69/13.8 kV, 14 MVA	0 %	0 %	0 %	0 %
	Ampliación en 69 kV de la subestación Uspantán, 105 MVA	60 %	0 %	0 %	0 %
	Ampliación en 69 kV de la subestación San Juan Ixcoy Ampliada	0 %	0 %	0 %	0 %

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Plan de expansión del sistema de transporte 2018-2032.*

Tabla XII. **Avances de la subestaciones del lote B, correspondientes al plan de expansión del sistema del transporte nacional 2014**

Lote	Subestación	Diseño		Total Obra Civil	Avance Global
		Ingeniería Básica	Ingeniería de Detalle		
B	Nueva subestación San Marcos II 230/69 kV, 150 MVA	60 %	0 %	0 %	0 %
	Nueva subestación Cabricán 69/13.8 kV, 14 MVA	0 %	0 %	0 %	0 %
	Nueva subestación Coatepeque II 69/13.8 kV, 14 MVA	0 %	50 %	0 %	0 %
	Nueva subestación Santa Fé 69/13.8 kV, 14 MVA	0 %	0 %	0 %	0 %
	Nueva subestación Santa Lucia La Reforma 69/13.8 kV, 14 MVA	60 %	0 %	0 %	0 %
	Nueva subestación San Rafael Pie de la Cuesta 69/13.8 kV, 14 MVA	0 %	100 %	20.50 %	8 %
	Ampliación en 230 kV de la subestación Huehuetenango II	0 %	0 %	0 %	0 %

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Plan de expansión del sistema de transporte 2018-2032.*

Tabla XIII. Avances de la subestaciones del lote D, correspondientes al plan de expansión del sistema del transporte nacional 2014

Lote	Subestación	Diseño		Total Obra Civil	Avance Global
		Ingeniería Básica	Ingeniería de Detalle		
D	Nueva subestación Guanagazapa 138/13.8 kV, 10/14 MVA	0 %	0 %	0 %	0 %
	Nueva subestación Pasaco 138/13.8 kV, 10/14 MVA	0 %	0 %	0 %	0 %
	Nueva subestación Taxisco 69/13.8 kV, 10/14 MVA	0 %	0 %	0 %	0 %
	Nueva subestación Cabañas 69/13.8 kV, 10/14 MVA	0 %	0 %	0 %	0 %
	Nueva subestación Esquipulas 69/13.8 kV, 10/14 MVA	0 %	0 %	0 %	0 %
	Nueva subestación Camotán 69/13.8 kV, 10/14 MVA	0 %	0 %	0 %	0 %
	Nueva subestación Barberena 69/13.8 kV, 10/14 MVA	0 %	0 %	0 %	0 %
	Nueva subestación Santa Rosa 69/13.8 kV, 10/14 MVA	0 %	0 %	0 %	0 %
	Ampliación en 69 kV de la SE La Vega II	0 %	0 %	0 %	0 %
	Ampliación en 69 kV de la SE San Rafael las Flores	0 %	0 %	0 %	0 %
	Ampliación en 69 kV de la SE Usumatlán	0 %	0 %	0 %	0 %
	Ampliación en 69 kV de la SE Iztapa	0 %	0 %	0 %	0 %

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Plan de expansión del sistema de transporte 2018-2032.*

Tabla XIV. **Avances de la subestaciones del lote E, correspondientes al plan de expansión del sistema del transporte nacional 2014**

Lote	Subestaciones	Diseño		Total Obra Civil	Avance Global
		Ingeniería Básica	Ingeniería de Detalle		
E	Nueva subestación Panzós 230/69 kV, 150 MVA	100 %	60 %	10 %	4 %
	Nueva subestación Los Amates 69/13.8 kV, 14 MVA	100 %	100 %	0 %	0 %
	Nueva subestación Santo Tomás de Castilla 69/13.8 kV, 14 MVA	60 %	0 %	0 %	0 %
	Nueva subestación Fray Bartolomé de las Casas 69/34.5 kV, 14 MVA	100 %	40 %	0 %	0 %
	Ampliación en 69 kV de la subestación Puerto Barrios	40 %	0 %	0 %	0 %

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Plan de expansión del sistema de transporte 2018-2032.*

Tabla XV. **Avances de líneas de transmisión del lote A, correspondientes al plan de expansión del sistema del transporte nacional 2014**

Lote	Línea De Transmisión	Longitud tramo (km)	Estimado de Torres	Avance Global
A	Línea de transmisión nueva Camojá - Jacaltenango 69 kV	0	0	0 %
	Línea de transmisión nueva Jacaltenango - San Sebastián Coatán 69 kV	0	0	0 %
	Línea de transmisión nueva San Sebastián Coatán - Barillas 69 kV	0	0	0 %
	Línea de transmisión nueva Cuilco - Tacaná 69 kV	0	0	0 %
	Línea de transmisión nueva Barillas - San Juan Ixcoy Ampliada 69 kV	0	0	0 %
	Línea de transmisión nueva Uspantán - Sacapulas 69 kV	0	0	0 %
	Línea de transmisión nueva Uspantán - Chicamán 69 kV	0	0	0 %

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Plan de expansión del sistema de transporte 2018-2032.*

Tabla XVI. **Avances de líneas de transmisión del lote B, correspondientes al plan de expansión del sistema del transporte nacional 2014**

Lote	Línea De Transmisión	Longitud tramo (km)	Estimado de Torres	Avance Global
B	Línea de transmisión San Marcos II - Cabricán 69 kV	20.2	71	0 %
	Línea de transmisión San Marcos II - Huehuetenango II 230 kV	39.3	121	0 %
	Línea de transmisión San Marcos II - San Marcos 69 kV	2.65	33	0 %
	Línea de transmisión Coatepeque - Santa Fé 69 kV	20.92	168	0 %
	Línea de transmisión Coatepeque – Coatepeque II 69 kV	1.3	15	0 %
	Línea de transmisión Quiché - Santa Lucia la Reforma 69 kV	16.63	92	0 %
	Trabajos de adecuación de la línea de transmisión San Marcos - Malacatán 69 kV, asociados a la nueva subestación San Rafael Pie de la Cuesta 69/13.8 kV	0.131	2	0 %

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Plan de expansión del sistema de transporte 2018-2032.*

Tabla XVII. **Avances de líneas de transmisión del lote D, correspondientes al plan de expansión del sistema del transporte nacional 2014**

Lote	Línea De Transmisión	Longitud tramo (km)	Estimado de Torres	Avance Global
D	Línea Usumatlán - Cabañas 69 kV	3.29	20	0 %
	Línea Iztapa - Taxisco 69 kV	16.1	142	31 %
	Quetzaltepeque - Esquipulas 69 kV	13.5	65	0 %
	Río Grande - Camotán 69 kV	27.1	115	0 %
	Barberena - Santa Rosa 69 kV	14.9	75	0 %
	Santa Rosa - San Rafael las Flores 69 kV	18.2	86	0 %
	La Vega II - Barberena 69 kV	5.23	42	0 %
	Río Grande - Jalapa 69 kV	60.7	264	0 %
	Adecuación LT La Pastoría - Los Esclavos 69 kV a Subestación Nueva Barberena 69/13.8 kV	1.67	9	0 %

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Plan de expansión del sistema de transporte 2018-2032.*

Tabla XVIII. Avances de líneas de transmisión del lote D, correspondientes al plan de expansión del sistema del transporte nacional 2014

Lote	Línea De Transmisión	Longitud tramo (km)	Estimado de Torres	Avance Global
E	Línea de transmisión Puerto Barrios - Santo Tomás de Castilla 69 kV	4.7	2	0 %
	Línea de transmisión Chisec - Fray Bartolomé de las Casas 69 kV	46.75	278	0 %
	Trabajos de adecuación en la línea de transmisión existente La Ruidosa - Mayuelas 69 kV y conexión en la subestación Los Amates 69/13.8 kV,	0.05	2	0 %
	Trabajos de adecuación en la línea de transmisión existente Telemán - El Estor 69 kV y conexión en la subestación Panzós 230/69 kV	0.11	2	0 %
	Trabajos de adecuación en la línea de transmisión en proceso de construcción Tactic - Izabal 230 kV y conexión en la subestación Panzós 230/69 kV	0.77	4	0 %

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Plan de expansión del sistema de transporte 2018-2032.*

2.3. Plantas en construcción

Las plantas que actualmente se encuentran en construcción serán consideradas en los despachos a modelar según las fechas de inicio de operación establecidas en los contratos de licitación adjudicados en los anteriores planes de expansión del sistema de generación. A continuación se muestra el listado de plantas consideradas:

Tabla XIX. **Plantas en construcción**

Num.	Plantas	Potencia (MW)	Recurso	Costo de Inversión (M USD)	Entrada en operación
1	Renace IV	64	HIDRO	153,6	Febrero-2019
2	Manantial IV	12	HIDRO	28,8	Enero-2021
3	Pojom II	20	HIDRO	48	Enero-2022
4	GDRs Hidro I	10	HIDRO	24	Enero - 2021
5	GDRs Hidro II	10	HIDRO	24	Enero – 2023
6	GDRs Hidro III	10	HIDRO	24	Enero – 2025
7	GDRs Hidro IV	10	HIDRO	24	Enero - 2027

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Plan de expansión del sistema de generación 2018-2032.*

2.4. Cartera de inversiones a considerar

Las plantas consideradas fueron obtenidas del plan de expansión del sistema de generación, así como la integración de las plantas descritas en la V.

Para las regiones de Atitlán, Palencia, Ayarza, Los Achiotos y Retana, puesto que no se cuenta con estudios técnicos que permitan un dimensionamiento respecto a la capacidad efectiva que podrían proveer estas regiones, con el fin de evaluar el impacto de estos campos se ha realizado supuestos sobre su capacidad, siendo estos de 20 MW para las primeras regiones anteriormente mencionadas y 15 MW por las últimas 2.

Es importante recalcar que dichos supuestos no son valores que deban considerarse como oficiales, ya que se ha utilizado únicamente la temperatura como valor de referencia para establecer el potencial, dependiendo este de muchos factores que no están siendo considerados.

Tabla XX. **Plantas candidatas**

Num.	Plantas	Potencia (MW)	Recurso	Costo de Inversión (M USD)
1	San Andres	10.8	Hidroeléctrica	42.1
2	Hidro HUE I	30	Hidroeléctrica	112.5
3	Hidro HUE II	50	Hidroeléctrica	187.5
4	Hidro HUE III	100	Hidroeléctrica	375.0
5	Hidro AV I	10	Hidroeléctrica	30.0
6	Hidro AV II	15	Hidroeléctrica	46.0
7	Hidro AV III	80	Hidroeléctrica	245.5
8	Solar SRO I	30	Solar	42.0
9	Solar SRO II	50	Solar	70.0
10	Solar SRO II	100	Solar	140.0
11	Eólica Jut I	25	Eólica	75.0
12	Eólica Jut II	25	Eólica	37.5
13	Eólica Gua I	25	Eólica	37.5
14	Eólica Esc I	20	Eólica	30.0
15	San Marcos	24	Geotermia	84.0
16	Zunil I	35	Geotermia	122.5
17	Zunil II	30	Geotermia	105.0
18	Totonicapán	25	Geotermia	87.5
19	Atitlán	20	Geotermia	70.0
20	Amatitlán	50	Geotermia	175.0
21	El Ceibillo	20	Geotermia	80.0
22	Palencia	20	Geotermia	70.0
23	Tecuamburro	40	Geotermia	140.0
24	Ayarza	20	Geotermia	70.0
25	Los Achiotes	15	Geotermia	52.5
26	Retana	15	Geotermia	52.5
27	Moyuta	20	Geotermia	70.0
28	Cerro Blanco	20	Geotermia	70.0
29	Estanzuela	15	Geotermia	52.0
30	Cogenerador Sur I	40	Bagazo/Carbón	48.0
31	Cogenerador Sur II	50	Bagazo/Carbón	60.0
32	Cogenerador Sur III	70	Bagazo/Carbón	84.0
33	GN Petén I	50	Gas Natural	60.0

Continuación tabla XX.

34	GN Petén II	20	Gas Natural	24.0
35	Biogás I	5	Biogás	13.0
36	Biogás II	5	Biogás	13.0
37	Biogás III	5	Biogás	13.0

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Plan de expansión del sistema de generación 2018-2032 e IRENA.*

2.5. Escenarios de modelación

Son dos escenarios propuestos en la evaluación del impacto del potencial geotérmico, ambos escenarios se encuentran constituidos de la siguiente manera:

Tabla XXI. **Escenarios a modelar**

Escenario	Hidroeléctricas	Solares y Eólicos	Geotermia	Ingenios	Gas Natural	Biogás
Geotérmica y otras tecnologías	X	X	X	X	X	X
Geotermia			X			

Fuente: elaboración propia.

Para estos escenarios también se consideraron las siguientes premisas:

- Un horizonte de 12 años, del 2020 al 2032.
- Se utilizaron 20 escenarios de caudales sintéticos, es decir, en función de los caudales históricos se creó una distribución de frecuencia en que se utilizaron 20 caudales promedio de los anteriores años.

- Los insumos generados en el capítulo 2 de esta tesis, así mismo no se adiciona nuevas obras de transmisión y tampoco se propone nuevas obras.
- Los costos de inversión de cada tecnología fueron obtenidos de los Planes Indicativos de Expansión del Sistema de Transporte 2018-2032, Geotermia Estrategia y Propuesta Reglamentaria realizada por el grupo consultor Consorcio Geoma-Energía y Medio Ambiente S.A., y Renewable Power Generation Costs en 2017 realizado por la organización IRENA.
- La tasa de descuento utilizada para todos los proyectos es del 12 %.

3. SIMULACIÓN DE ESCENARIO GEOTÉRMICO Y OTRAS TECNOLOGÍAS

El escenario geotérmico y otras tecnologías serán utilizados para determinar el impacto de la explotación de los campos geotérmicos y su contribución en la reducción en la emisión de gases de efecto invernadero, este escenario se modelará según criterios económicos, es decir, no existirá ningún tipo de restricción política o de cuotas.

3.1. Cronograma de ingreso de plantas por escenario

Luego de haber realizado el plan de expansión óptimo, con el cual se determinaron las fechas óptimas de ingreso de las plantas mostradas en la XI, se determinó que 6 plantas no fueron óptimas para el despacho hidrotérmico por razones técnicas o económicas.

Tabla XXII. Fecha de ingreso de plantas

Num.	Plantas	Recurso	Fecha de Ingreso
1	San Andres	Hidroeléctrica	Ene-2031
2	Hidro HUE I	Hidroeléctrica	Ene-2031
3	Hidro HUE II	Hidroeléctrica	Ene-2030
4	Hidro HUE III	Hidroeléctrica	-----
5	Hidro AV I	Hidroeléctrica	Ene-2028
6	Hidro AV II	Hidroeléctrica	Ene-2028
7	Hidro AV III	Hidroeléctrica	Ene-2028
8	Solar SRO I	Solar	Ene-2026

Continuación tabla XXII.

9	Solar SRO II	Solar	Ene-2026
10	Solar SRO II	Solar	Ene-2026
11	Eólica Jut I	Eólica	Ene-2026
12	Eólica Jut II	Eólica	Ene-2026
13	Eólica Gua I	Eólica	Ene-2026
14	Eólica Esc I	Eólica	Ene-2026
15	San Marcos	Geotermia	Ene-2026
16	Zunil I	Geotermia	Ene-2027
17	Zunil II	Geotermia	-----
18	Totonicapán	Geotermia	-----
19	Atitlán	Geotermia	Ene-2026
20	Amatitlán	Geotermia	Ene-2026
21	El Ceibillo	Geotermia	Ene-2026
22	Palencia	Geotermia	Ene-2026
23	Tecuamburro	Geotermia	Ene-2027
24	Ayarza	Geotermia	Ene-2026
25	Los Achiotes	Geotermia	-----
26	Retana	Geotermia	-----
27	Moyuta	Geotermia	Ene-2027
28	Cerro Blanco	Geotermia	Ene-2027
29	Estanzuela	Geotermia	Ene-2026
30	Cogenerador Sur I	Bagazo/Carbón	-----
31	Cogenerador Sur II	Bagazo/Carbón	Ene-2025
32	Cogenerador Sur III	Bagazo/Carbón	Ene-2030
33	GN Petén I	Gas Natural	Ene-2029
34	GN Petén II	Gas Natural	Ene-2029
35	Biogás I	Biogás	Ene-2024
36	Biogás II	Biogás	Ene-2025
37	Biogás III	Biogás	Ene-2025

Fuente: elaboración propia, con base en cálculos obtenidos del plan de expansión óptimo.

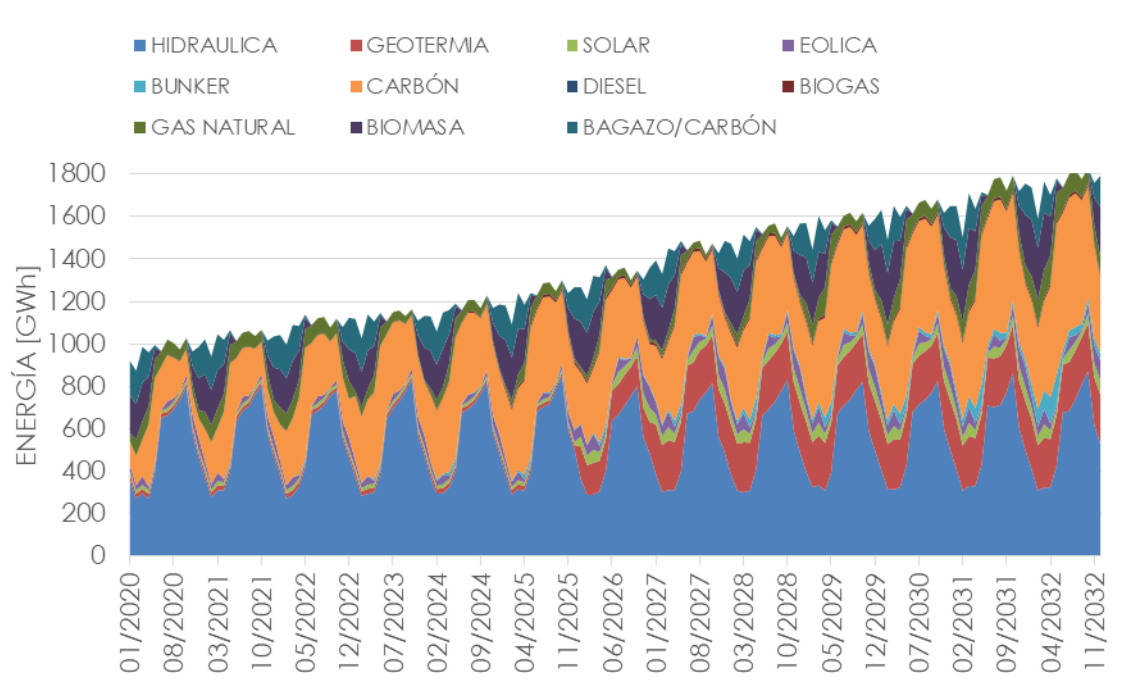
Los resultados obtenidos muestran que la energía geotérmica evidencia una gran viabilidad en su introducción a partir del año 2026, es importante

aclarar que la viabilidad de la tecnología depende en gran medida de las variables utilizadas para su evaluación.

3.2. Despacho hidrotérmico de energía

Los resultados obtenidos en el despacho hidrotérmico muestran cómo a partir del año 2026 se ve de forma evidente el incremento de la generación de energía geotérmica, así como un aumento en la utilización de carbón debido a la adición de la planta Cogenerador Sur II.

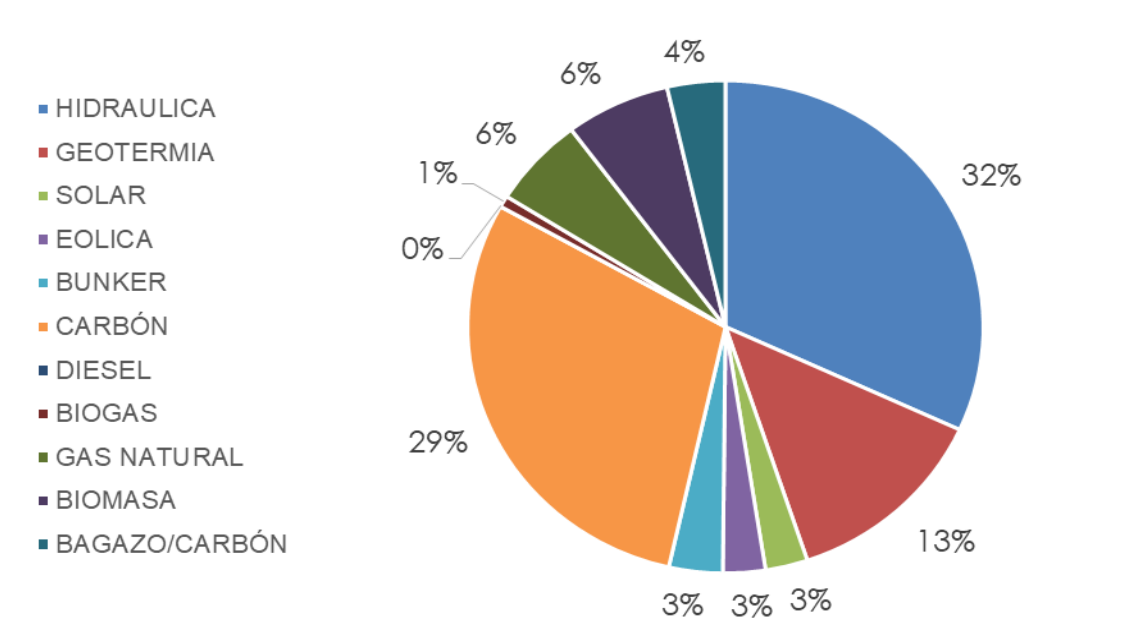
Figura 19. Despacho hidrotérmico



Fuente: elaboración propia, con base en cálculos obtenidos del plan de expansión óptimo.

Para el año 2032 se estimó que la matriz de generación lograría alcanzar hasta un 13 % de energía geotérmica, esto implica un incremento de alrededor del 10,5 % respecto el año 2018.

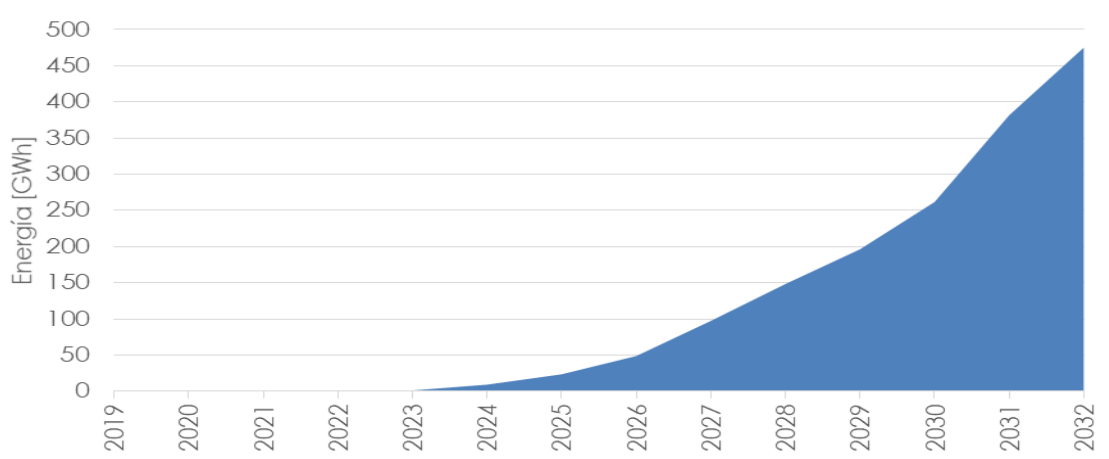
Figura 20. **Matriz de generación para el año 2032**



Fuente: elaboración propia, con base en cálculos obtenidos del plan de expansión óptimo.

Una de las principales tecnologías que se vería afectada en el planteamiento de este escenario sería la tecnología hidráulica, puesto que para el año planteado se estima que el escenario de geotermia y otras tecnologías se alcanzaría hasta un 32 % en contraparte del 47,92 % que se generó para el año 2018.

Figura 21. **Energía no suministrada**



Fuente: elaboración propia, con base en cálculos obtenidos del plan de expansión óptimo.

Lamentablemente el dimensionamiento de las plantas existentes no es suficiente para evitar racionamiento de energía, esto debido a que es necesario ampliar los márgenes de capacidad efectiva del sistema, dicha situación se agrava a finales del período de estudio.

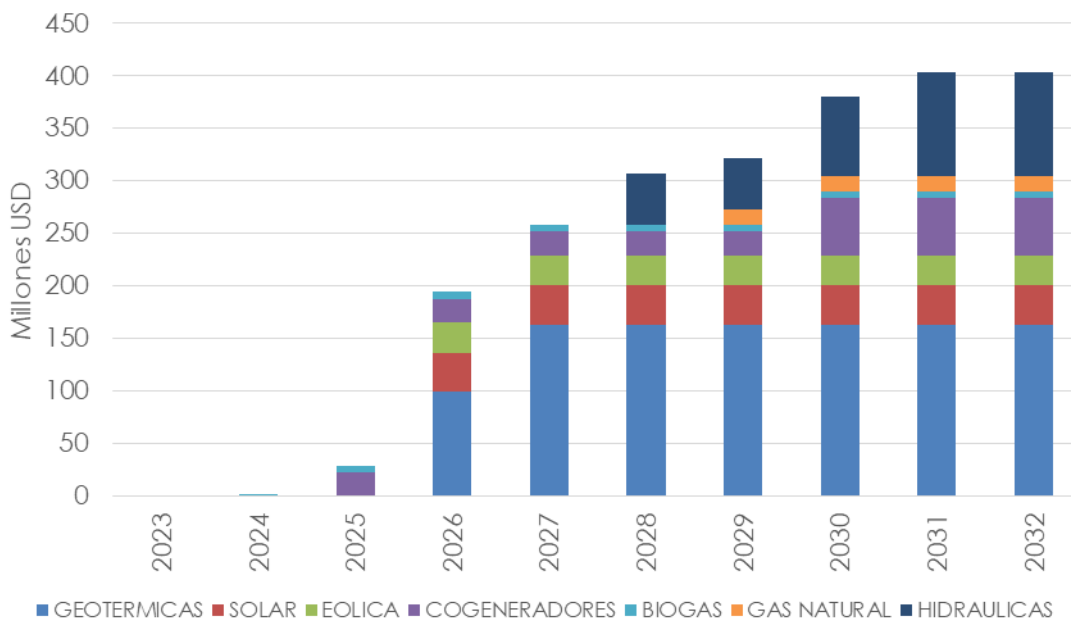
Si bien el presente trabajo de graduación no tiene como principal objetivo determinar cuáles nodos de demanda son los que se encuentran racionando energía, se considera necesario que dicha problemática sea tratada en un estudio específico.

3.3. Costo de inversión anual

Los desembolsos anuales que se deberán devengar por concepto de pagos por la inversión para el desarrollo de las tecnologías propuestas se encuentran descritos en la figura 22, es evidente que debido a los costos de

introducción, la tecnología geotérmica representa hasta el 40 % de la inversión para el año 2032.

Figura 22. Pagos de inversión por tecnología y año



Fuente: elaboración propia, con base en cálculos obtenidos del plan de expansión óptimo.

En la tabla XIII se muestran los valores exactos de los desembolsos que se deben realizar anualmente por tipo de tecnología.

Tabla XXIII. Costos de inversión por tecnología

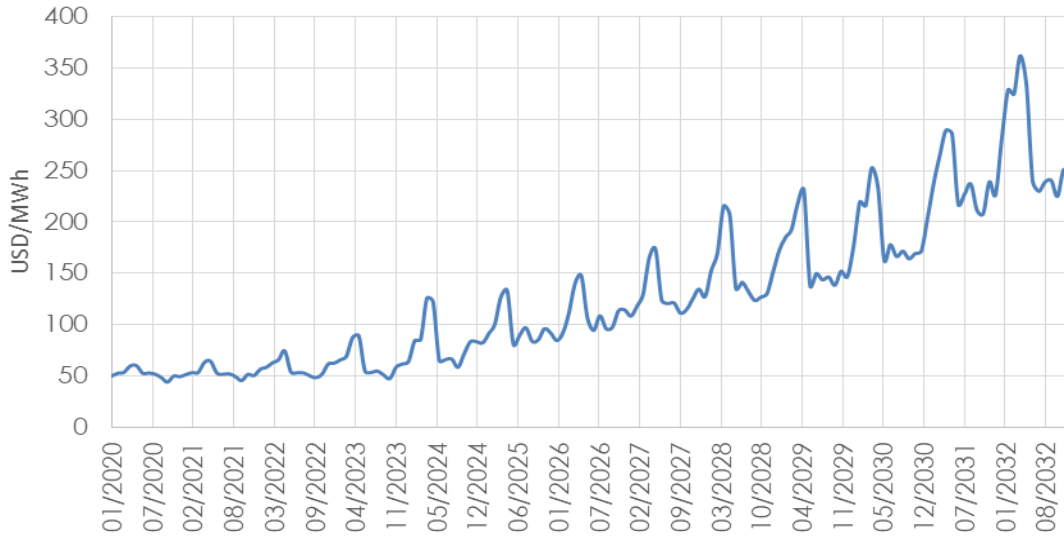
Año	Geotérmicas	Solar	Eólica	Cogeneradores	Biogás	Gas Natural	Hidráulica	Total
2024	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1	0,0	0,0	2,1
2025	0,0	0,0	0,0	22,7	6,4	0,0	0,0	29,0
2026	99,1	37,3	28,9	22,7	6,4	0,0	0,0	194,4
2027	163,3	37,3	28,9	22,7	6,4	0,0	0,0	258,5
2028	163,3	37,3	28,9	22,7	6,4	0,0	48,4	307,0
2029	163,3	37,3	28,9	22,7	6,4	14,3	48,4	321,3
2030	163,3	37,3	28,9	54,4	6,4	14,3	76,2	380,8
2031	163,3	37,3	28,9	54,4	6,4	14,3	99,1	403,6
2032	163,3	37,3	28,9	54,4	6,4	14,3	99,1	403,6

Fuente: elaboración propia, con base en cálculos obtenidos del plan de expansión óptimo.

3.4. Costo marginal de la demanda

En el largo plazo, las tecnologías propuestas no son suficientes para mantener el costo marginal de la demanda a precios similares a los del año 2018, así mismo se aprecia un aumento de la volatilidad en los meses de abril y mayo debido a la incertidumbre generada por los caudales, así como del ingreso de los cogeneradores, los cuales se encuentran altamente afectados por el cambio climático.

Figura 23. Precio marginal de la demanda

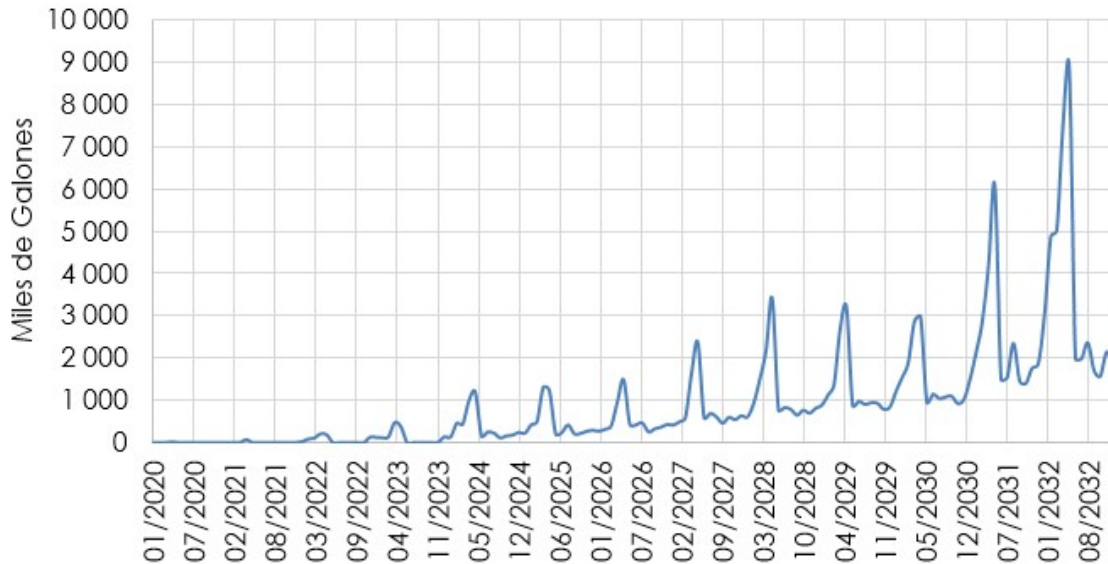


Fuente: elaboración propia, con base en cálculos obtenidos del plan de expansión óptimo.

3.5. Consumo de combustible del sistema

A continuación se describe los cálculos obtenidos respecto al consumo de combustible del Sistema Nacional Interconectado, en la modelación de las plantas se consideró el consumo de combustibles en función del registro histórico presentado al balance energético elaborado por el Ministerio de Energía y Minas.

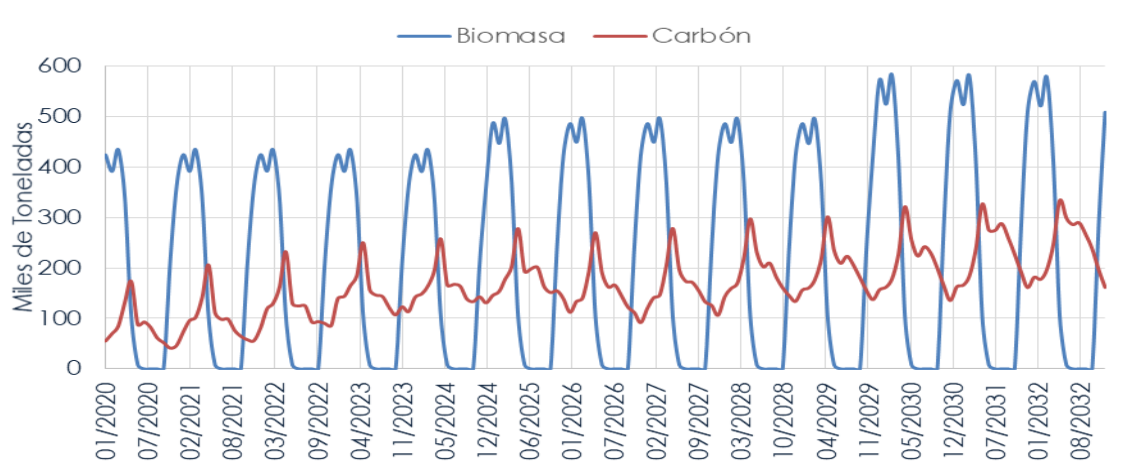
Figura 24. Consumo del combustible *bunker*



Fuente: elaboración propia, con base en cálculos obtenidos del plan de expansión óptimo.

El mes de mayo es uno de los meses en que mayor incertidumbre genera el cambio climático, esto debido a la alta volatilidad que genera el fenómeno, por lo que conforme el tiempo se ve la necesidad de utilizar aún más el recurso del *bunker*, alcanzando hasta los 42 millones de galones para el año 2032, lo cual representa el 70 % de consumo que utilizaron las plantas para el año 2016 según el balance energético del año 2016.

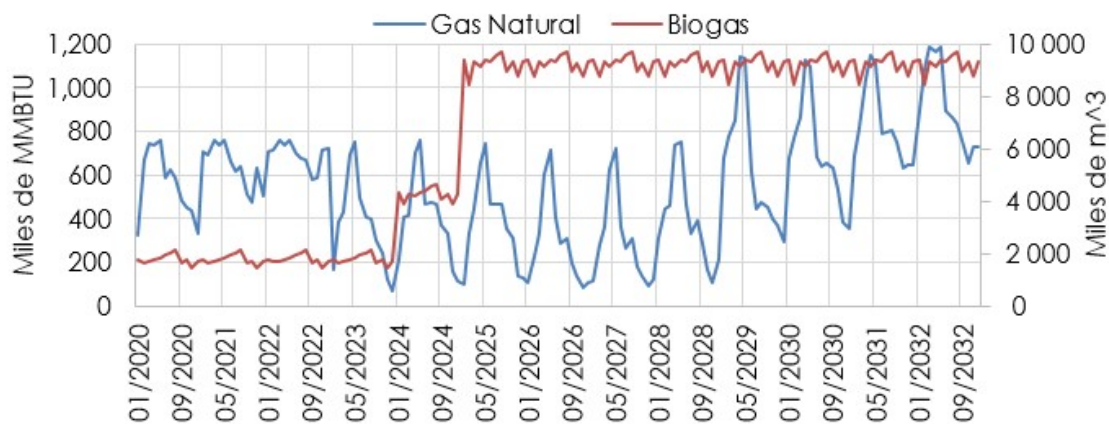
Figura 25. Consumo de combustibles de biomasa y carbón



Fuente: elaboración propia, con base en cálculos obtenidos del plan de expansión óptimo.

El consumo de combustibles como el carbón y la biomasa a lo largo del horizonte de estudio tiende a aumentar levemente, principalmente debido a la introducción de los cogeneradores descritos en la XII.

Figura 26. Consumo de combustibles de gas natural y biogas



Fuente: elaboración propia, con base en cálculos obtenidos del plan de expansión óptimo.

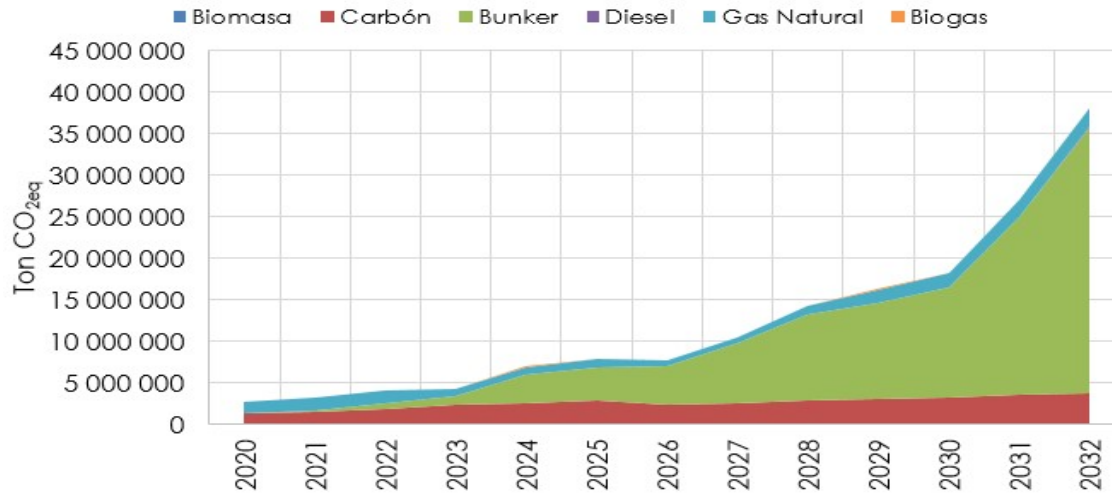
El uso del gas natural en los años 2020 a 2024 permite la estabilización de los precios, a partir del año 2025, debido a la introducción del Cogenerador Costa Sur II, así como una serie de plantas geotérmicas, se reduce la necesidad de su uso hasta el año 2029, cuando aumenta considerablemente la demanda de combustible debido a la entrada en operación de las plantas GN Petén I y II.

Respecto del biogás, al ser introducidas plantas de menor envergadura tiende a existir un incremento constante en los años que entran efectivamente a operar, alcanzando hasta con una dimensión considerablemente pequeña y tienden a aumentar la demanda de biogás hasta un 400 % respecto el año 2016.

3.6. Emisiones de gases de efecto invernadero

El grueso de las emisiones estimadas para este escenario pertenece al combustible *bunker*, principalmente debido a la gran demanda de este combustible y no tanto a la capacidad de las plantas de producirlos, como se observa en la figura 26.

Figura 27. **Emisiones por tipo de combustible anualmente**



Fuente: elaboración propia, con base en cálculos obtenidos del plan de expansión óptimo.

Las emisiones de GEI realizadas para el año 2030 se estiman en alrededor de 18,28 millones de toneladas de CO₂eq, esto en contraposición a las metas establecidas, con lo cual es posible observar que queda de la siguiente manera.

Tabla XXIV. **Emisiones respecto de los compromisos adquiridos para el escenario de geotermia más otras tecnologías**

Escenario	Emisiones en Millones de Toneladas de CO ₂ eq
No Condicionado	10,89
Condicionado	9,49
Geotérmica + otras tecnologías	18,28

Fuente: elaboración propia.

Es evidente que no se logra alcanzar a cubrir los compromisos bajo las características técnicas definidas en este trabajo de graduación, principalmente debido a que se asume un crecimiento alto de la demanda de potencia y energía, así como una cartera de inversión relativamente pequeña respecto a la capacidad nueva a adicionar.

4. SIMULACIÓN DE ESCENARIO DE GEOTERMIA

El escenario geotérmico será utilizado para determinar el impacto económico de la explotación de los campos geotérmicos, en este escenario se modelará bajo criterios económicos, considerando únicamente como restricción en la cartera de inversiones las plantas geotérmicas.

4.1. Cronograma de ingreso de plantas por escenario

Luego de haber realizado el plan de expansión óptimo, con el cual se determinaron las fechas óptimas de ingreso de las plantas geotérmicas mostradas en la XVI, se determinó que 2 plantas no fueron óptimas para el despacho hidrotérmico por razones técnicas o económicas.

Tabla XXV. Fecha de ingreso de plantas

Num.	Plantas	Recurso	Fecha de Ingreso
1	San Marcos	Geotermia	Ene-2029
2	Zunil I	Geotermia	Ene-2024
3	Zunil II	Geotermia	Ene-2028
4	Totonicapán	Geotermia	-----
5	Atitlán	Geotermia	-----
6	Amatitlán	Geotermia	Ene-2028
7	El Ceibillo	Geotermia	Ene-2028
8	Palencia	Geotermia	Ene-2028
9	Tecuamburro	Geotermia	Ene-2026
10	Ayarza	Geotermia	Ene-2028
11	Los Achiotes	Geotermia	Ene-2028

Continuación tabla XXV.

12	Retana	Geotermia	Ene-2028
13	Moyuta	Geotermia	Ene-2026
14	Cerro Blanco	Geotermia	Ene-2026
15	Estanzuela	Geotermia	Ene-2026

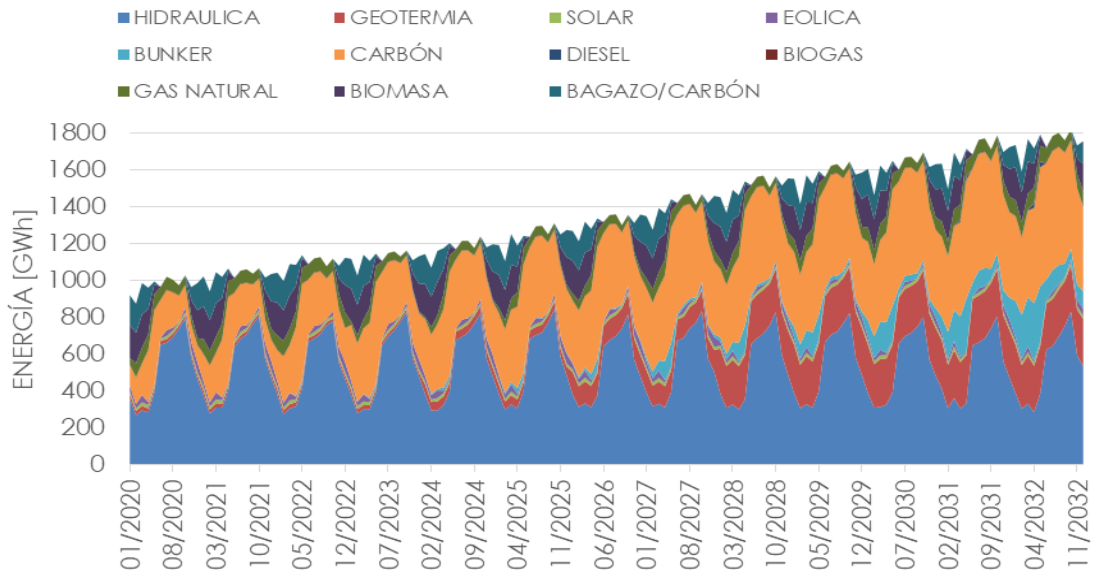
Fuente: elaboración propia, con base en cálculos obtenidos del plan de expansión óptimo.

Los resultados obtenidos muestran que se logra alcanzar una mayor cobertura de las energías renovables, debido a que esta tecnología no compite con otras tecnologías que tienden a ser mucho más competitivas, si bien en el escenario que se desarrolló en el capítulo anterior.

4.2. Despacho hidrotérmico de energía

La energía geotérmica toma gran auge a partir del año 2025, y conforme la XVI establece el cronograma de ingreso de las plantas geotérmicas es notorio el impacto de esta tecnología en el despacho económico.

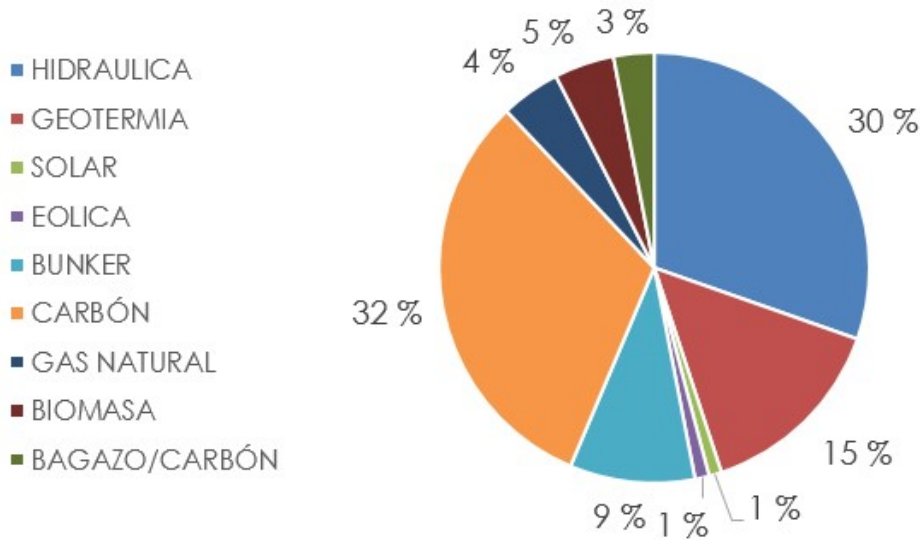
Figura 28. Despacho hidrotérmico de escenario de geotermia



Fuente: elaboración propia, con base en cálculos obtenidos del plan de expansión óptimo.

Una de las tecnologías que gana terreno en este escenario son los motores recíprocos que utilizan combustible *bunker*, estos cubren la demanda que no logra ser abastecida con energías convencionales y se ve un aumento considerable en la utilización de este recurso, alcanzando hasta el 9 % de la matriz de generación.

Figura 29. **Matriz de generación para el año 2032**



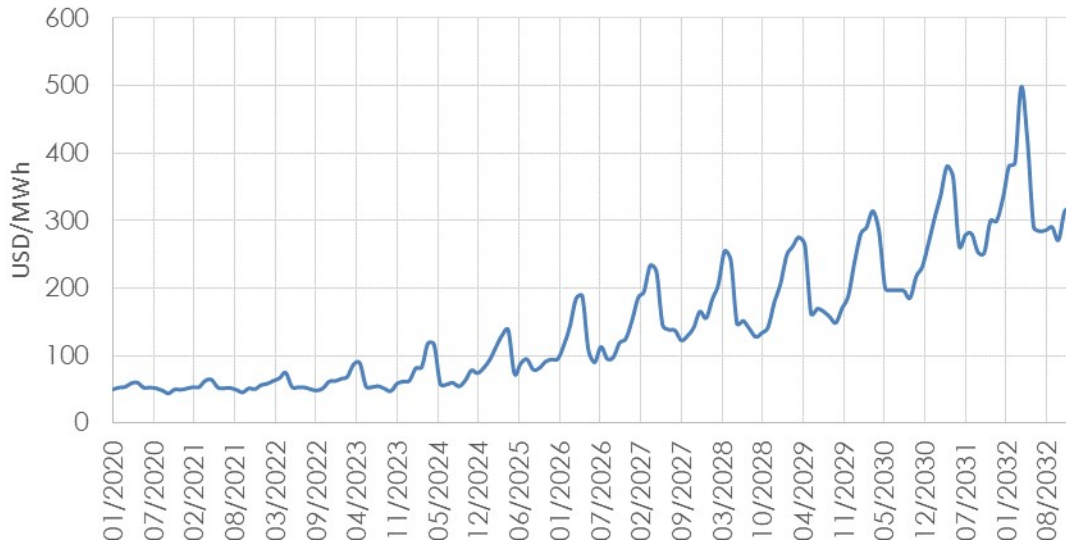
Fuente: elaboración propia, con base en cálculos obtenidos del plan de expansión óptimo.

Así mismo, la energía hidráulica logra un importante retroceso al reducir su participación del 47,92 % al 30 %, lo cual es entendible debido a que no existen proyectos hidráulicos candidatos en este escenario, por otro lado la energía geotérmica alcanza un incremento del 2,31 % en el año 2018, hasta un 15 % en el año 2032, debido a que la energía geotérmica representa un ingreso de 309 MW efectivos para este escenario.

4.3. Costo marginal de la demanda

La energía geotérmica por sí sola no es suficiente para abastecer la demanda de energía proyectada, razón por la cual en el largo plazo el precio marginal de la demanda tiende a alcanzar hasta los 500 \$/MWh, dicho precio no puede ser marginado por ninguna máquina, en realidad en este punto se considera el costo de energía no suministrada, el cual es simulado por una máquina virtual.

Figura 30. Precio marginal de la demanda

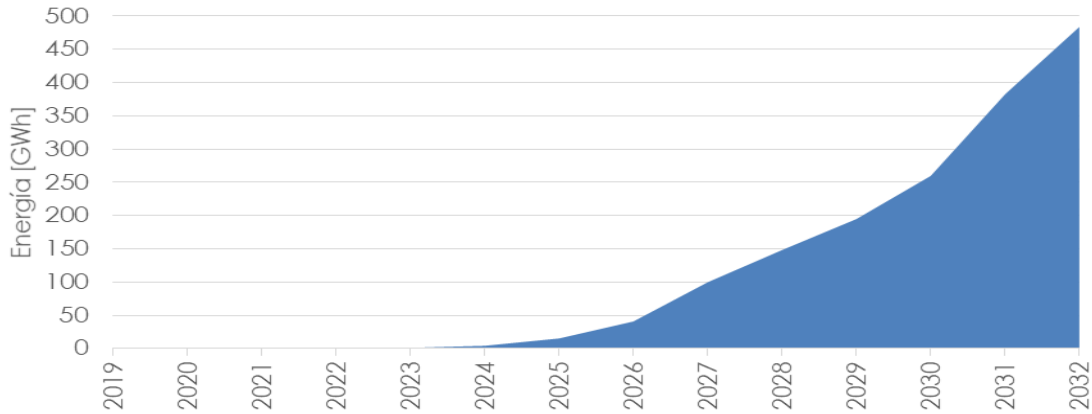


Fuente: elaboración propia, con base en cálculos obtenidos del plan de expansión óptimo.

La energía no suministrada tiende a ser mayor en la elaboración de este escenario, una de las principales razones es que debido a que existe una menor cartera de inversiones, menos potencia está disponible para cubrir la demanda de energía eléctrica.

Uno de los principales problemas identificados en este escenario es el alto grado de racionamiento, el cual se agrava hasta el año 2032, alcanzando hasta los 475 GWh racionados.

Figura 31. **Riesgo de déficit**

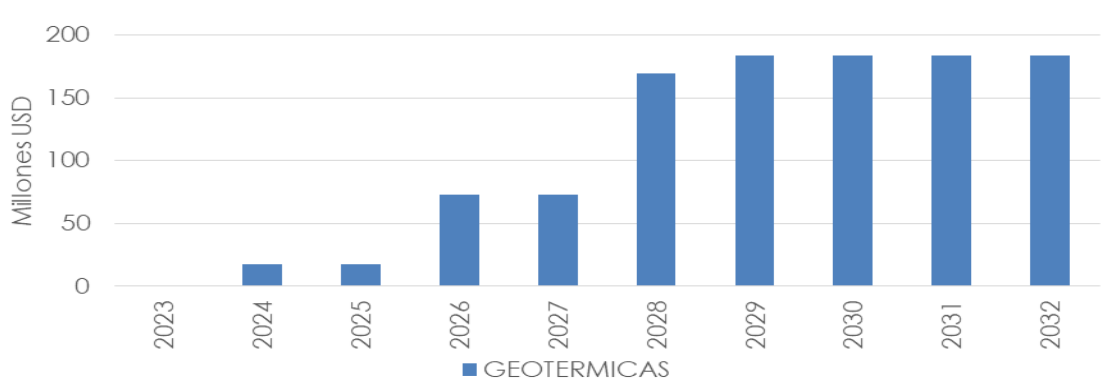


Fuente: elaboración propia, con base en cálculos obtenidos del plan de expansión óptimo.

4.4. Costo de inversión anual

Puesto que la cartera de inversiones en este escenario únicamente corresponde a plantas geotérmicas, este solo logra alcanzar el 50 % de pagos comparados al escenario desarrollado en el capítulo 3.

Figura 32. **Pagos de inversión por tecnología y año**

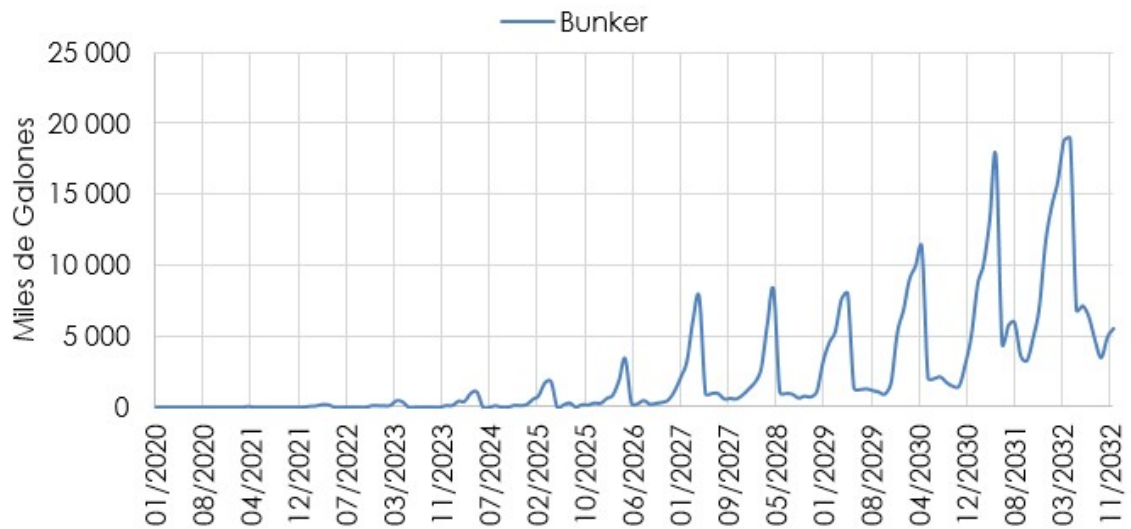


Fuente: elaboración propia, con base en cálculos obtenidos del plan de expansión óptimo.

4.5. Consumo de combustible del sistema

A continuación se describen los cálculos obtenidos respecto al consumo de combustible del Sistema Nacional Interconectado, en la modelación de las plantas se consideró el consumo de combustibles en función del registro histórico presentado al balance energético elaborado por el Ministerio de Energía y Minas.

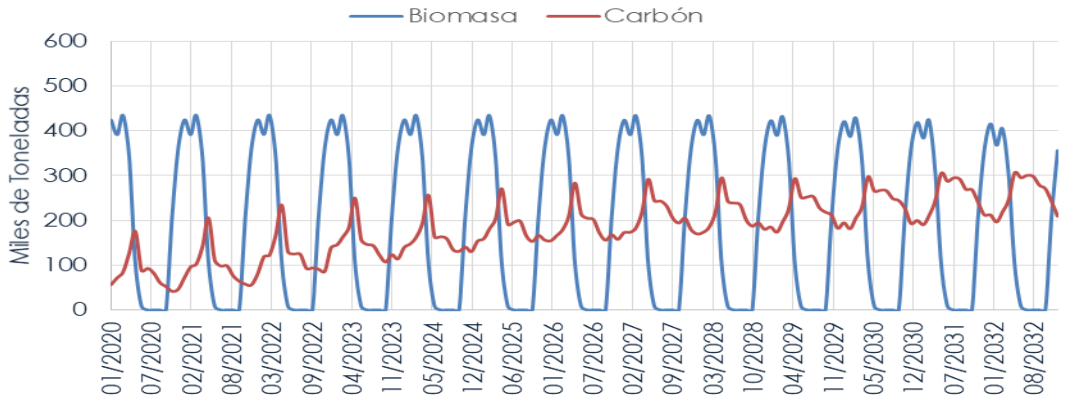
Figura 33. Consumo de combustible *bunker*



Fuente: elaboración propia, con base en cálculos obtenidos del plan de expansión óptimo.

Como se describió en el capítulo anterior, el mes de mayo es uno de los que mayor incertidumbre genera para el cambio climático, esto se refleja en una mayor necesidad del combustible *bunker*, alcanzando hasta los 118,3 millones de galones para el año 2032, lo cual representa un aumento del 210 % respecto del escenario anterior.

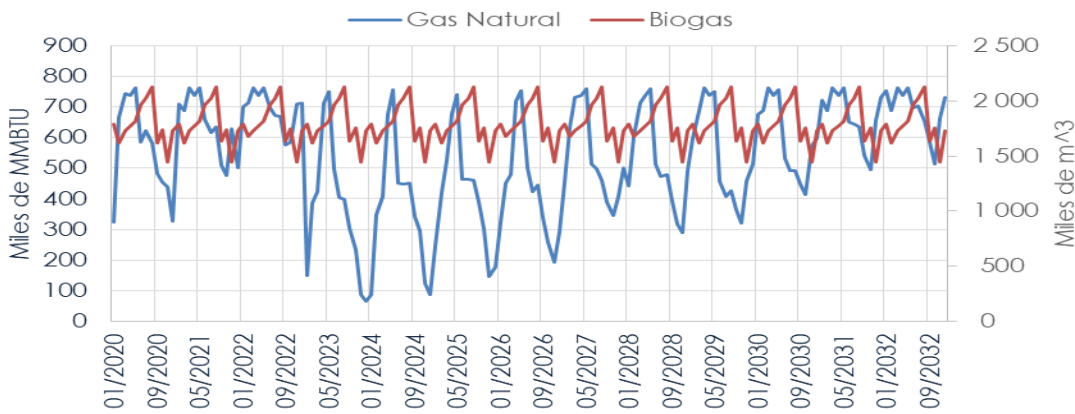
Figura 34. Consumo de combustibles de biomasa y carbón



Fuente: elaboración propia, con base en cálculos obtenidos del plan de expansión óptimo.

La utilización de biomasa en este escenario disminuye en un 11 % respecto el escenario desarrollado en el capítulo 3, esto debido a que se ve una mayor necesidad de cubrir la demanda, lo cual implica que la biomasa disminuye en un 9 %, puesto que existe un mayor despacho de carbón.

Figura 35. Consumo de combustibles de gas natural y biogás



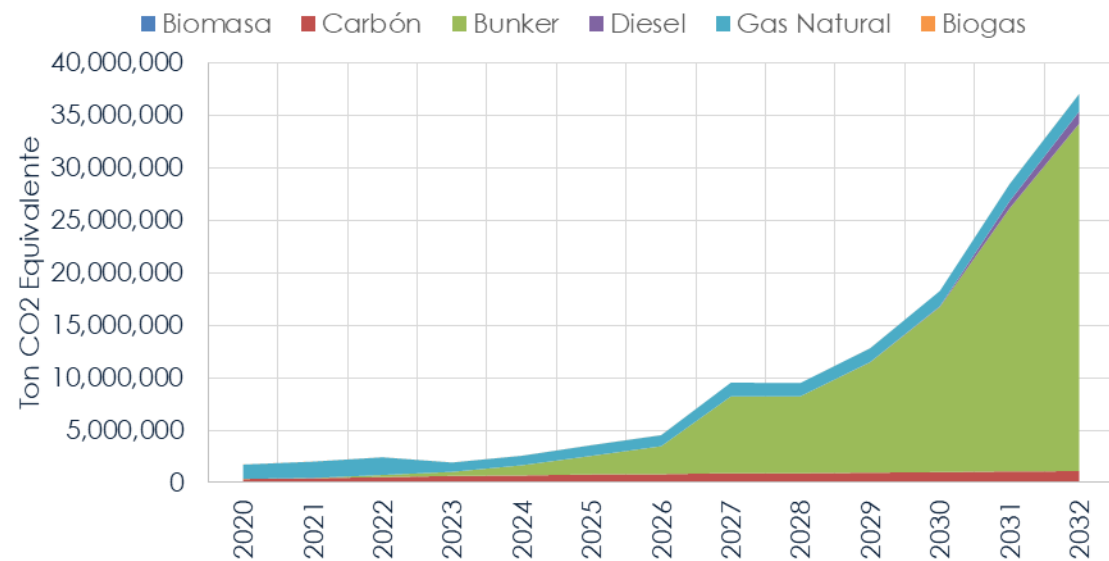
Fuente: elaboración propia, con base en cálculos obtenidos del plan de expansión óptimo.

La demanda de gas natural no sufre cambios, principalmente porque no existe adición de nuevas plantas de gas natural, así mismo esta planta es despachada la mayor cantidad de tiempo posible en los dos escenarios, debido a su bajo costo. En el caso del biogás, al no existir adición de nuevas plantas la demanda no ve la necesidad de incrementar su utilización.

4.6. Emisiones de gases de efecto invernadero

En la modelación de este escenario el combustible *bunker* es el mayor aportador de emisiones, esto se debe a la gran demanda de este combustible y no tanto a la capacidad de las plantas de producirlo, el impacto de las emisiones se puede observar en la figura 36.

Figura 36. Emisiones por tipo de combustible anualmente



Fuente: elaboración propia, con base en cálculos obtenidos del plan de expansión óptimo.

Las emisiones de GEI calculadas para el año 2030 se estiman en alrededor de 18,28 millones de toneladas de CO_{2eq}, esto al compararlo con las metas establecidas es posible observar que queda de la siguiente manera:

Tabla XXVI. Emisiones respecto de los compromisos adquiridos para el escenario geotérmico

Escenario	Emisiones en Millones de Toneladas de CO _{2eq}
No Condicionado	10,89
Condicionado	9,49
Geotérmica	18,26

Fuente: elaboración propia.

En la XVII se indica que no se logran alcanzar a cubrir los compromisos bajo las características técnicas definidas en este trabajo de graduación.

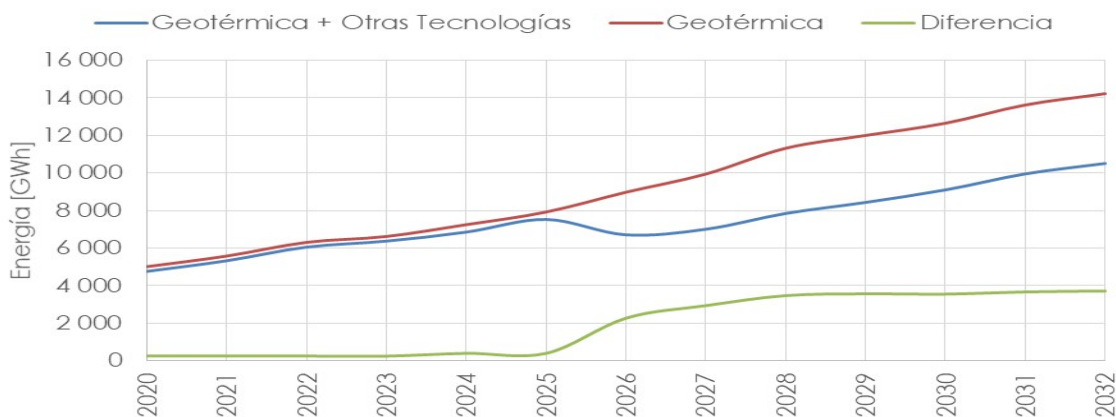
5. CONTRASTE DE LOS ESCENARIOS

En este capítulo se desarrollarán las principales diferencias en la modelación de los dos escenarios modelados en los capítulos anteriores, este contraste servirá para entender cómo la complementación de otras tecnologías podría ayudar en el desarrollo de la tecnología geotérmica y conservar precios de energía en el corto y mediano plazo.

5.1. Energía térmica evitada

En los dos escenarios evaluados, el escenario geotérmico más otras tecnologías es el que logra reducir considerablemente el uso de energía térmica, esto se logra gracias a la introducción de energía geotérmica que reduce la dependencia de algunas plantas térmicas, así como la introducción de otras energías alternativas.

Figura 37. Energía térmica despachada por escenario



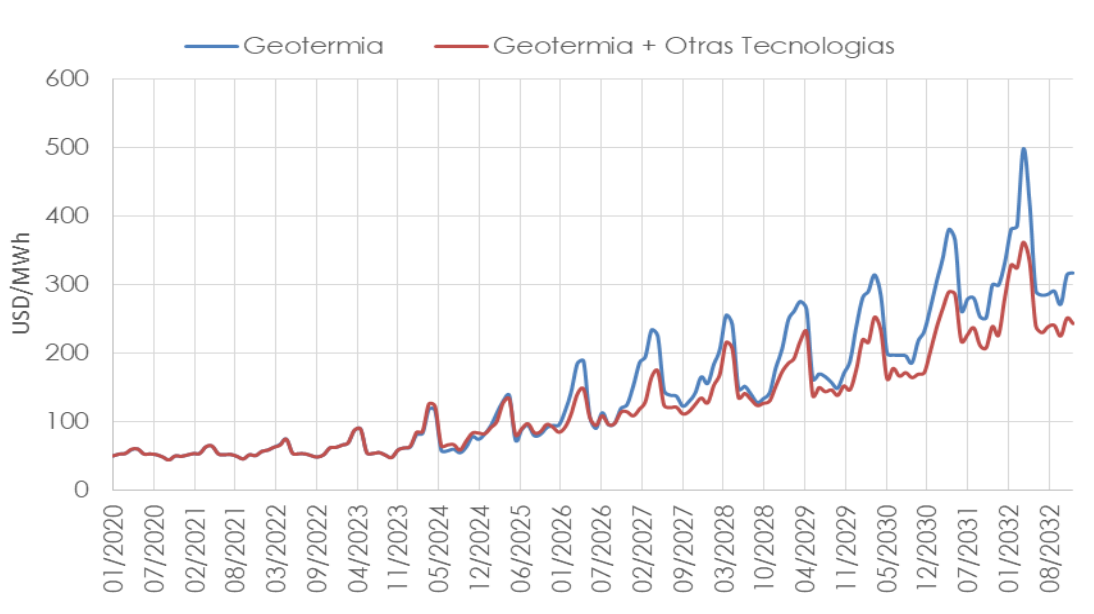
Fuente: elaboración propia, con base en cálculos obtenidos del plan de expansión óptimo.

La energía térmica evitada durante todo el período de estudio alcanza cotas de hasta los 24 984 kWh, esto representa un poco más de dos veces el consumo anual del SNI del año 2017.

5.2. Diferencia en el costo marginal de la demanda

La diferencia en costos entre el escenario de geotermia y el de geotermia más otras tecnologías en el mediano plazo, tiende a ser prácticamente nula, esto debido a que actualmente existe un nivel de sobreoferta que en el mediano plazo no ve la necesidad de adicionar nueva potencia.

Figura 38. Comparación del costo marginal de la demanda



Fuente: elaboración propia, con base en cálculos obtenidos del plan de expansión óptimo.

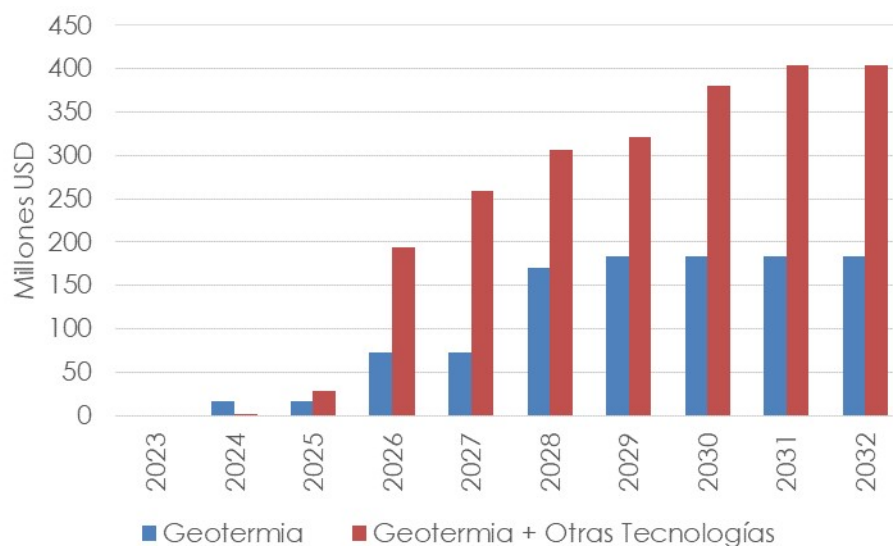
A partir del año 2026 tiende a existir una diferencia entre los costos de un escenario al otro, esto se debe a la adición de nueva potencia, como se

encuentra evaluado en las s XIII y XVI, esta adición permite reducir los precios de generación para el escenario de geotermia y otras tecnologías, volviéndolas más asequibles.

5.3. Ahorro en el costo operativo

Es evidente que para reducir los costos operativos es necesario invertir en la adición de nuevas plantas de generación, esto es notable en la figura 39, puesto que los desembolsos por concepto de pagos incrementan en un 219 % para el año 2032 respecto al escenario de geotermia.

Figura 39. Pagos de inversión por escenario



Fuente: elaboración propia, con base en cálculos obtenidos del plan de expansión óptimo.

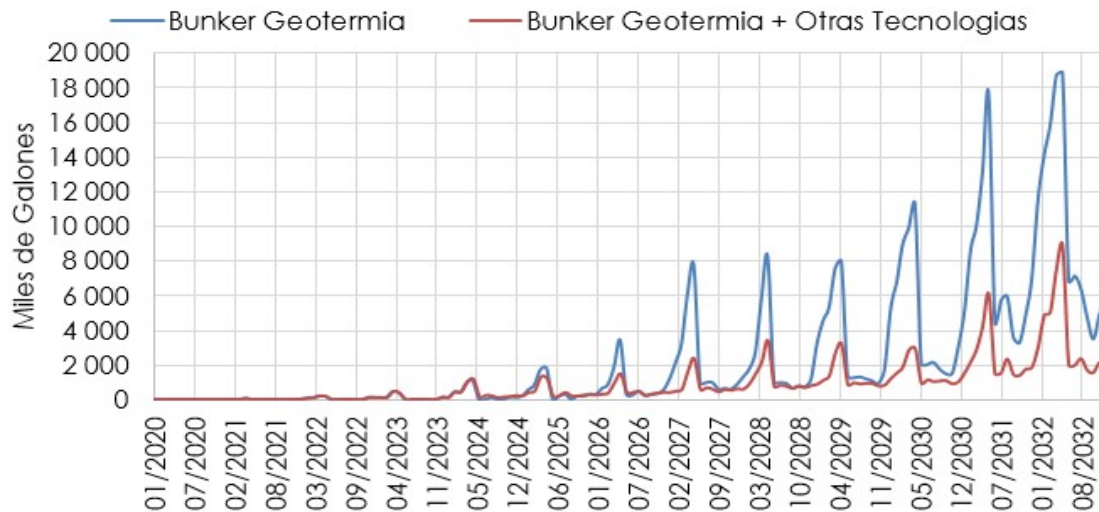
En el período de estudio, los pagos por concepto de adición de nueva potencia alcanzan los USD 1 085 millones para el escenario de geotermia y los

USD 2 300 millones para el escenario de geotermia más otras tecnologías, alcanzando hasta una diferencia del 211 %.

5.4. Consumo de combustible ahorrado

El consumo de combustible para el escenario de geotermia más otras tecnologías reduce considerablemente la dependencia del *bunker*, dicho escenario solo demanda el 39 % del escenario de geotermia, esto permite alcanzar una mayor independencia de combustibles fósiles.

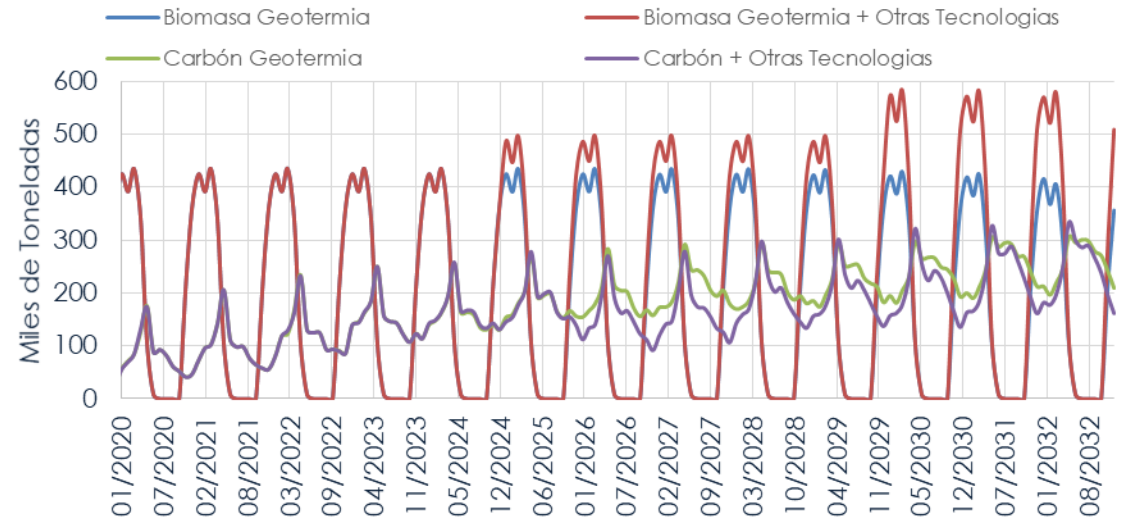
Figura 40. Consumo de combustible *bunker*



Fuente: elaboración propia, con base en cálculos obtenidos del plan de expansión óptimo.

El consumo de combustibles a base de biomasa tiende a tener un papel más relevante en el escenario de geotermia más otras tecnologías, puesto que en este escenario se adicionan plantas que consumen este combustible, esto permite que se alcance hasta un incremento del 12 % en su consumo, en el período de estudio.

Figura 41. **Demanda de combustible, carbón y biomasa**



Fuente: elaboración propia, con base en cálculos obtenidos del plan de expansión óptimo.

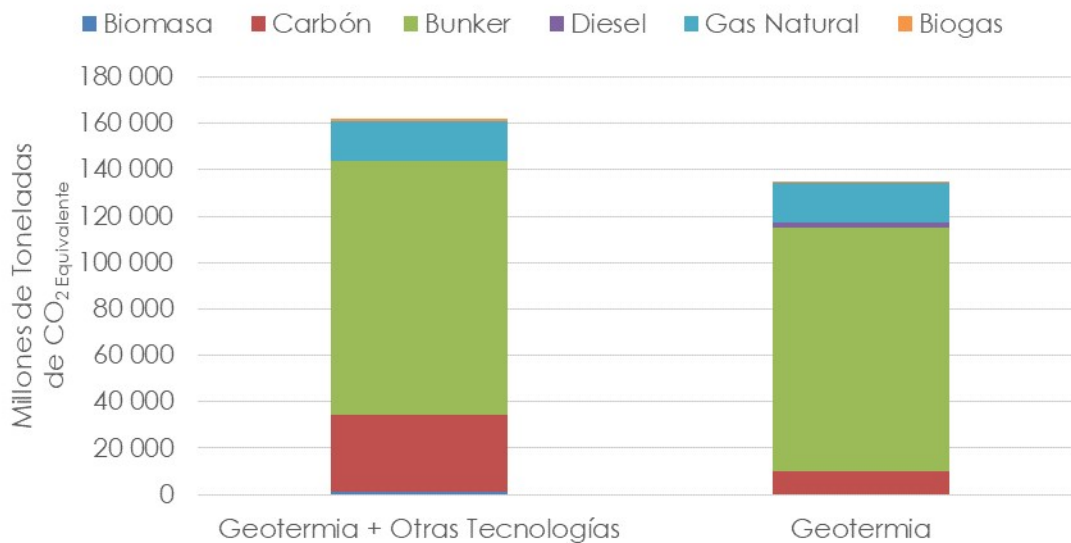
Es relevante mencionar que en el escenario de geotermia una de las principales observaciones es el incremento de la demanda de carbón, este incremento alcanza hasta los 8,2 % respecto al otro escenario modelado.

5.5. Emisiones de gases de efecto invernadero evitadas

El balance neto de emisiones de GEI tiende a favorecer al escenario de geotermia, esto se debe a que en el escenario de geotermia más otras tecnologías se adicionan plantas que utilizan como combustible la biomasa, si bien en esta tecnología no se consideran las emisiones biogénicas, aun así las emisiones correspondientes a óxido de azufre y óxidos de nitrógeno se consideran dentro del inventario.

En los escenarios modelados se determinó que el escenario de geotermia más otras tecnologías alcanza un acumulado 161 759,21 millones de toneladas de CO_{2eq}, mientras que el escenario de geotermia alcanza los 134 393,29 millones de toneladas de CO_{2eq}, esto implica una diferencia del 20,36 %.

Figura 42. **Emisiones totales de CO_{2eq} en el período de estudio**



Fuente: elaboración propia, con base en cálculos obtenidos del plan de expansión óptimo.

En los escenarios modelados se determinó que no es posible alcanzar las metas establecidas en función de los supuestos considerados, esto abre el debate sobre cuáles son las consideraciones que se deben tomar en cuenta en la elaboración de la estrategia que permita viabilizar el cumplimiento de los compromisos adquiridos.

Tabla XXVII. Emisiones respecto de los compromisos adquiridos para los dos escenarios

Escenario	Emisiones en Millones de Toneladas de CO _{2eq}
No Condicionado	10,89
Condicionado	9,49
Geotérmica	18,26
Geotermia más Otras Tecnologías	18,28

Fuente: elaboración propia.

CONCLUSIONES

1. Se determinó que en la modelación de un escenario donde se implementa la utilización de tecnología geotérmica complementada con otras tecnologías, se alcanza un aprovechamiento de alrededor de 290 MW de potencia geotérmica, así mismo se determinó que las emisiones de gases de efecto invernadero alcanzó hasta los 18,28 millones de toneladas de CO_{2eq} para el año 2030.
2. Se determinó que en la modelación de un escenario donde solo se implementa la utilización de la tecnología geotérmica se alcanza un aprovechamiento de alrededor de 324 MW de potencia geotérmica, así mismo se determinó que las emisiones de gases de efecto invernadero alcanzó hasta los 18,26 millones de toneladas de CO_{2eq} para el año 2030.
3. Se determinó que el total de emisiones de gases de efecto invernadero calculados en los escenarios para el año 2030 no logra cumplir los compromisos adquiridos por la República de Guatemala, sobrepasándolos en un 92 %.

RECOMENDACIONES

1. Es importante realizar una revisión exhaustiva respecto de los costos reales relacionados a la construcción de una planta geotérmica, puesto que existe una considerable variación entre las distintas fuentes consultadas.
2. Es importante definir cuáles son las metas a cumplir para la industria eléctrica, puesto que el nivel de inversión que debe realizarse depende en gran medida de las emisiones que deben mitigarse.
3. Se considera necesario realizar un análisis exhaustivo sobre la repercusión del cambio climático en los caudales futuros, puesto que dichas estimaciones definirían en gran medida la ampliación de plantas base.

BIBLIOGRAFÍA

1. Administrador del Mercado Mayorista. *Informe estadístico anual*. Guatemala: AMM, 2000. 5 p.
2. Administrador del Mercado Mayorista. *Informe estadístico anual*. Guatemala: AMM, 2001. 6 p.
3. Administrador del Mercado Mayorista. *Informe estadístico anual*. Guatemala: AMM, 2002. 8 p.
4. Administrador del Mercado Mayorista. *Informe estadístico anual*. Guatemala: AMM, 2003. 3 p.
5. Administrador del Mercado Mayorista. *Informe estadístico anual*. Guatemala: AMM, 2004. 5 p.
6. Administrador del Mercado Mayorista. *Informe estadístico anual*. Guatemala: AMM, 2005. 5 p.
7. Administrador del Mercado Mayorista. *Informe estadístico anual*. Guatemala: AMM, 2006. 5 p.
8. Administrador del Mercado Mayorista. *Informe estadístico anual*. Guatemala: AMM, 2007. 5 p.

9. Administrador del Mercado Mayorista. *Informe estadístico anual*. Guatemala: AMM, 2008. 5 p.
10. Administrador del Mercado Mayorista. *Informe estadístico anual*. Guatemala: AMM, 2009. 4 p.
11. Administrador del Mercado Mayorista. *Informe estadístico anual*. Guatemala: AMM, 2010. 4 p.
12. Administrador del Mercado Mayorista. *Informe estadístico anual*. Guatemala: AMM, 2011. 4 p.
13. Administrador del Mercado Mayorista. *Informe estadístico anual*. Guatemala: AMM, 2012. 4 p.
14. Administrador del Mercado Mayorista. *Informe estadístico anual*. Guatemala: AMM, 2013. 4 p.
15. Administrador del Mercado Mayorista. *Informe estadístico anual*. Guatemala: AMM, 2014. 4 p.
16. Administrador del Mercado Mayorista. *Informe estadístico anual*. Guatemala: AMM, 2015. 4 p.
17. Administrador del Mercado Mayorista. *Informe estadístico anual*. Guatemala: AMM, 2016. 4 p.
18. Administrador del Mercado Mayorista. *Informe estadístico anual*. Guatemala: AMM, 2017. 5 p.

19. Consorcio Geoma-Energía y Medio Ambiente S. A. *Geotermia: estrategia y propuesta reglamentaria. Herramienta para propiciar el aprovechamiento del recurso geotérmico*. Guatemala: 2017. 28 p.
20. Instituto Ítalo-Latino Americano. *Estado actual y desarrollo de los recursos geotérmicos en Centroamérica*. Italia: iila, 2009. 105 p.
21. Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales. *Segunda comunicación nacional sobre cambio climático en Guatemala*. Guatemala: MARN, 2015. 42 p.
22. Ministerio de Energía y Minas. *Balance energético anual*. Guatemala: MEM, 2010. 2 p.
23. Ministerio de Energía y Minas. *Balance energético anual*. Guatemala: MEM, 2011. 2 p.
24. Ministerio de Energía y Minas. *Balance energético anual*. Guatemala: MEM, 2012. 2 p.
25. Ministerio de Energía y Minas. *Balance energético anual*. Guatemala: MEM, 2013. 2 p.
26. Ministerio de Energía y Minas. *Balance energético anual*. Guatemala: MEM, 2014. 2 p.
27. Ministerio de Energía y Minas. *Balance energético anual*. Guatemala: MEM, 2015. 2 p.

28. Ministerio de Energía y Minas. *Balance energético anual*. Guatemala: MEM, 2016. 3 p.
29. PSR. *Manual de metodología SDDP*. Brasil: PSR, 2018. 22 p.
30. PSR. *Manual de metodología OPTGEN*. Brasil: PSR, 2018. 5 p.

