



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

**ANÁLISIS DEL PROCESO DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN
DE ELECTRICIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE GUATEMALA**

Luis Romeo Ortiz Peláez

Asesorado por el Ing. Rodolfo Federico Mac Donald Ducuron

Guatemala, enero de 2022

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DEL PROCESO DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN
DE ELECTRICIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

LUIS ROMEO ORTIZ PELÁEZ

ASESORADO POR EL ING. RODOLFO FEDERICO MAC DONALD DUCURON

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ENERO DE 2022

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

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

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Roberto Mayorga Rouge
EXAMINADOR	Ing. José Luis Herrera Galvez
EXAMINADOR	Ing. Julio Roberto Urdiales Contreras
EXAMINADOR	Ing. Guillermo Aguilar Vela
SECRETARIO	Inga. Pedro Antonio Aguilar Polanco

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 PROCESO DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE GUATEMALA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 18 de octubre 2021

Luis Romeo Ortiz Peláez

Guatemala, 15 de noviembre del 2021


Coordinación Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimado Señor Coordinador:

Por este medio tengo a bien informarle que he realizado la revisión técnica del Trabajo de Graduación titulado "ANÁLISIS DEL PROCESO DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE GUATEMALA" elaborado por el estudiante Luis Romeo Ortiz Peláez carnet número 29651, por lo cual, considero que el trabajo de graduación cumple con el alcance y los objetivos definidos para su desarrollo, sometiendo a su consideración la aprobación del mismo, siendo responsables del contenido teórico el estudiante y el suscrito, en calidad de asesor.

Sin otro particular,

Atentamente,



Rodolfo Federico Mac Donald Ducurón
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 1706

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

Guatemala, 22 de noviembre de 2021

Ingeniero
Armando Alonso Rivera Carrillo
Director
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Ingeniero Rivera:

Por este medio, con base a lo indicado en el REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADUACION vigente, tengo a bien proponer la aprobación del trabajo de graduación titulado:

**ANÁLISIS DEL PROCESO DE PLANIFICACIÓN DE LA
EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN EL
SISTEMA ELÉCTRICO DE GUATEMALA**

del estudiante LUIS ROMEO ORTIZ PELÁEZ, habiendo cumplido con los requisitos establecidos en el referido reglamento y conforme la aprobación del asesor.

Sin otro particular

Atentamente,
DID Y ENSEÑAD A TODOS

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Fernando Moscoso Lira', written over a large, stylized 'X' mark.

Ingeniero Fernando Alfredo Moscoso Lira
Coordinador Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería

REF. EIME 40.2021.

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 del estudiante Luis Romeo Ortiz Peláez: ANÁLISIS DEL PROCESO DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE GUATEMALA , procede a la autorización del mismo.



Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo

Guatemala, 29 de noviembre de 2021.

LNG.DECANATO.OI.064.2022

La Decana de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **ANÁLISIS DEL PROCESO DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE GUATEMALA**, presentado por: **Luis Romeo Ortiz Peláez**, después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada

Decana

Guatemala, enero de 2022

AACE/gaoc

ACTO QUE DEDICO A:

Mi madre

Hilda Peláez

Mis hijas

Analuisa, Ana Laura y María Emilia Ortiz

La memoria de mi padre

Romeo Augusto Ortiz

AGRADECIMIENTOS A:

Mis amigos y colegas

Que me han acompañado a lo largo de los años y de quienes he obtenido extraordinarias enseñanzas.

**Ingeniero Rodolfo Mac
Donald Ducuron**

Que, con su insistencia, me ha motivado a culminar las tareas pendientes.

**Ingeniero Fernando
Moscoso Lira**

Por su apertura para compartir sus conocimientos y por ser un soporte invaluable en el esfuerzo que realizamos para fortalecer el mercado eléctrico regional, como una poderosa herramienta para el desarrollo de América Central

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	VII
GLOSARIO	IX
RESUMEN.....	XV
OBJETIVOS.....	XVII
INTRODUCCIÓN	XIX
1. BASE TEÓRICA PARA LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN.....	1
1.1. Conceptos de planificación aplicados a la expansión de la generación.....	2
1.1.1. Planificación estratégica	4
1.1.2. Planificación imperativa	4
1.1.3. Planificación indicativa.....	5
1.2. Expansión de la generación a partir de un proceso de planificación indicativa.....	6
1.3. Otros mecanismos para la expansión de la generación	7
1.4. Mercado para la generación	7
2. ESTRUCTURA DE LA GENERACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO	11
2.1. Comportamiento de la demanda	13
2.2. Dinámica del crecimiento del sistema generador	16
2.3. Curvas de carga del sistema	18
2.4. Efecto de las licitaciones de las distribuidoras en la expansión de la generación.....	21

2.4.1.	Licitación a partir de la resolución CNEE-126-2007	22
2.4.2.	Licitación PEG-1.....	23
2.4.3.	Licitación PEG-2.....	24
2.4.4.	Licitación PEG-3.....	25
2.4.5.	Cambios en la matriz de generación del país.....	26
2.4.6.	Reducción en el precio del POE.....	27
2.4.7.	Efecto en la producción de energía.....	29
3.	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	33
3.1.	Mecanismos para adición de nueva generación	37
3.1.1.	Señales que motivan inversiones para adición de nueva generación.....	38
3.1.1.1.	Riesgos estructurales.....	41
3.1.1.2.	Riesgos propios del desarrollo de proyectos.....	43
3.1.2.	Instalación de generación en pequeña escala para satisfacer demanda propia	50
3.1.2.1.	Consideraciones para el cálculo de rentabilidad.....	51
3.1.3.	Procesos en gran escala (por ejemplo, las decisiones de los ingenios)	55
3.1.4.	Adición de centrales generadoras bajo riesgo del mercado	58
3.1.5.	Implementación de los planes de expansión del MEM.....	63
3.2.	Resumen de los conceptos descritos.....	72
3.2.1.	En general.....	73
3.2.2.	En la decisión de inversión privada:	73

3.2.3.	Proceso de licitaciones	75
4.	PLANTEAMIENTO DE SOLUCIÓN. VISIÓN A FUTURO	77
4.1.	Información y educación (decisiones de inversión)	77
4.1.1.	En el caso de la demanda residencial,	77
4.1.2.	En el caso de la demanda comercial o industrial, ...	78
4.2.	Inversiones a riesgo	78
4.3.	Fortalecimiento del mecanismo de las licitaciones:	79
4.4.	La planificación como la bandera que guíe las decisiones de desarrollo.....	82
4.4.1.	Propuesta de un mecanismo de planificación vinculante.....	82
4.4.1.1.	Las funciones de la entidad propuesta serían.....	84
4.4.1.2.	Principales procesos.....	85
4.4.1.3.	Criterios básicos	87
4.4.1.4.	Características de su creación y funcionamiento	88
	CONCLUSIONES:	91
	RECOMENDACIONES	95
	BIBLIOGRAFÍA	97
	ANEXOS	101

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Diagrama de decisión del mercado objetivo.....	8
2.	Organización del subsector eléctrico	11
3.	Estructura del subsector eléctrico	12
4.	Comportamiento histórico de la demanda máxima anual en MW	14
5.	Generación anual histórica en GWh.....	15
6.	Comportamiento de las exportaciones de Guatemala al MER en GWh.....	16
7.	Potencia Efectiva instalada en el SNI en MW	17
8.	Curva de duración de la carga con y sin exportaciones al MER en el 2019 en MWh.....	19
9.	Curva típica de carga para el 13 de octubre de 2021	21
10.	Participación en la potencia efectiva instalada por tipo de tecnología en MW.....	27
11.	Resultado histórico del POE - promedio anual en US/MWh	28
12.	Comportamiento de los precios del carbón en el mercado internacional en USD/TM	28
13.	Comportamiento de los precios del petróleo fijado por la OPEP.....	29
14.	Participación de distintas tecnologías en la generación - Período 2016 al 2020	31
15.	Relación del riesgo con rentabilidad y los plazos de financiamiento....	36
16.	Comparación del precio de tarifas (EEGSA) de baja tensión si demanda	54

17.	Esquema Simplificado de un proceso de cogeneración a partir de biomasa	56
18.	Generación típica de los ingenios cogeneradores en la zafra	57
19.	Comportamiento histórico del POE	59
20.	Representación de las variaciones del POE	60
21.	Esquema del financiamiento y posible mercado para la energía de una central generadora	62
22.	Flujo de caja de la operación de una central generadora	63
23.	Distribución del consumo de electricidad	66
24.	Composición de la generación de electricidad por tecnología. Período 2016-2021	67
25.	Emisiones de CO ² países de Centroamérica	68
26.	Composición del consumo nacional de energía	69
27.	Objetivos de las licitaciones establecidos en la ley y su reglamento	70

TABLAS

I.	Asignación de contratos para nueva generación resultado de las PEG	26
II.	Factor de planta típico para distintas tecnologías	30
III.	Composición del precio de las tarifas de baja tensión sin demanda, de la EEGSA	55

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
a	Aceleración
A	Amperios
d	Desplazamiento o posición
F	Frecuencia
°C	Grado Celsius
°F	Grado Fahrenheit
Hz	Hertz
MW	Megavatio
μm	Micrómetro
mm/s	Milímetros por segundo
T	Período
Q.	Quetzales
RPM	Revoluciones por minuto
t	Tiempo
V	Velocidad
V	Voltaje

GLOSARIO

Administrador del mercado mayorista	Definido en el Artículo 44 de la ley.
AMM	Administrador del Mercado Mayorista.
Banco liquidador	Definido en la NCC-12. Es la institución bancaria que se encarga de cobrar a los deudores y pagar a los acreedores, que resulten de las transacciones comerciales.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
Comisión Nacional de Energía Eléctrica el Reglamento de la ley	Sus funciones e integración están definidas en los artículos 4 y 5 de la Ley General de Electricidad. En se desarrollan todos los aspectos relacionados con sus funciones.
DEOCSA	Distribuidora de Occidente, S.A.
DEORSA	Distribuidora de Oriente, S.A.
Despacho económico	Definido en el RAMM: (Adicionado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Es el despacho de las unidades de generación optimizado al mínimo costo para garantizar el abastecimiento de la

demanda del Sistema Nacional Interconectado y se calcula según lo establecido en las Normas de Coordinación.

Distribuidora de Occidente S.A.

Distribuye electricidad en el occidente de Guatemala. Pertenece al grupo de empresas de Energuate.

Distribuidora de Oriente, S.A.

Distribuye electricidad en el oriente de Guatemala. Pertenece al grupo de empresas de Energuate.

EEGSA

Empresa Eléctrica de Guatemala, SA. Distribuye electricidad en los departamentos de Guatemala, Sacatepequez y Escuintla.

El modelo

El concepto desarrollado en la ley corresponde a un modelo económico basado en la especialización de funciones, los Costos Marginales, la competencia y la participación activa del sector privado en todas las actividades del subsector eléctrico.

Empresas Eléctricas Municipales

Son empresas distribuidoras que distribuyen electricidad en sus respectivas ciudades. En total son 17.

GDR

Generación Distribuida Renovable.

Ley General de Electricidad

Decreto No. 93-96 de El Congreso de la República de Guatemala, publicado en el Diario de Centro América el 15 de noviembre de 1996.

Licitaciones de generación con base en el Plan de Expansión de la Generación	Son las licitaciones que realizan las distribuidoras con base en los Términos de Referencia promulgados por la CNEE.
MEM	Ministerio de Energía y Minas.
Mercado Mayorista	Es el conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se efectúan a corto y a largo plazo entre agentes del mercado.
NCC	Normas de Coordinación Comercial del Administrador del Mercado Mayorista.
NCO	Normas de Coordinación Operativa del Administrador del Mercado Mayorista.
Normas Operativas del AMM	Es el conjunto de normas que le permiten al AMM la operación del sistema eléctrico.
Normas Técnicas de la CNEE	Son las normas que regulan los parámetros generales de calidad y servicio en el sistema eléctrico. Adicionalmente regulan las relaciones entre los Agentes y con las entidades del subsector eléctrico.
Oferta Firme Eficiente -OFE-	Concepto introducido en las definiciones del RAMM. Está asociado con la oferta firme y la eficiencia en los costos de producción. Es la cantidad de máxima de potencia que una central generadora puede comprometer para cubrir demanda firme.

Parámetros de Calidad	Definidos en el artículo 57 de la ley y desarrollados en las normas de calidad promulgadas por la CNEE.
PEG	Plan de Expansión de la Generación.
POE	Precio de Oportunidad de la Energía.
Precio de oportunidad de la energía o Precio Spot	Definido en el RAMM: Es el valor del Costo Marginal de Corto Plazo de la Energía en cada hora, o en el período que defina La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, establecido por el Administrador del Mercado Mayorista, como resultado del despacho.
RAMM	Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.
Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista	Es el reglamento de la ley enfocado en el funcionamiento del subsector eléctrico. Acuerdo Gubernativo 299-98.
RLGE	Reglamento de la Ley General de Electricidad.
Servicios Complementarios	Son aquellos productos asociados a la prestación del servicio eléctrico necesarios para garantizar la seguridad, la calidad y la eficiencia económica del sistema eléctrico. Dentro de ellos están la regulación de frecuencia, regulación de voltaje, reservas, arranque en negro y otros.

Sistema	El parque generador que provee la electricidad y las reservas (Reserva Regulante, Reserva Rodante Operativa, Reserva Rápida) y el conjunto de líneas de transmisión y subestaciones.
Sistema eléctrico	La infraestructura eléctrica y la estructura funcional que incluye las instituciones, los agentes, reglamentos.
Términos de referencia de las licitaciones	Definidos en el Artículo 65 Bis del reglamento de la ley.

RESUMEN

En el presente estudio se describió la problemática que puede limitar la expansión del sistema generador de Guatemala, en el largo plazo. Se demuestra que el modelo económico que se desarrolló para la modernización del subsector eléctrico de Guatemala ha sido exitoso atrayendo la inversión del sector privado para la cobertura de la demanda y que los precios de la energía resultantes son altamente competitivos a nivel internacional. Finalmente, se planteó una posible ruta de acción que permitiría que el actual modelo del subsector eléctrico sea sostenible en el largo plazo.

Se demuestra que para garantizar la expansión del sistema generador de Guatemala no hace falta que exista una planificación centralizada del gobierno, que basta con que se refuerce el rol de las instituciones, especialmente el Ministerio de Energía y Minas, en cuanto al concepto de *Planificación Indicativa* que señala la ley en su artículo tercero, que se provean las señales económicas adecuadas a los inversionistas y que se garantice la certeza jurídica en el largo plazo.

En el desarrollo del estudio se hizo una revisión de bibliografía especializada, complementada con la información empírica del funcionamiento del sistema eléctrico de Guatemala enriquecida con la experiencia personal adquirida en el funcionamiento del sistema eléctrico.

Al final, el estudio desarrolló una propuesta que, mediante la participación multisectorial, puede facilitar la realización de un proceso de planificación de largo plazo cuyos resultados sean vinculantes para los diversos actores del

subsector eléctrico, de tal manera que se garantice la expansión del sistema generador.

OBJETIVOS

General

El objetivo general es describir la problemática asociada a la expansión del sistema generador de Guatemala y orientar una posible ruta de acción que permita que el modelo del sector eléctrico (El Modelo) sea sostenible en el largo plazo. Demostrar que el modelo ha sido exitoso en la atracción de inversiones que garantizan la cobertura de la demanda en las mejores condiciones de calidad y de precio.

Específicos

1. Demostrar que para garantizar la expansión del sistema generador de Guatemala no hace falta que exista una planificación centralizada del gobierno, que basta con que se refuerce el rol de las instituciones, especialmente el Ministerio de Energía y Minas, en cuanto al concepto de *Planificación Indicativa* que señala la ley en su artículo tercero y que se provean las señales económicas adecuadas a los inversionistas.
2. Describir las principales señales económicas que se requieren para incentivar la inversión en generación.
3. Describir las bases generales que permiten la participación de las empresas del estado en la expansión del sistema eléctrico actuando en igualdad de condiciones que empresas de la iniciativa privada.

4. Explicar sobre cómo la certeza jurídica, entendida como la estabilidad en las leyes, el respeto a los contratos suscritos, el buen funcionamiento de las instituciones descritas en la ley, es fundamental para la estabilidad del sistema eléctrico en el largo plazo, en beneficio de la población de la República de Guatemala.
5. Formular una guía en la cual se recomienden los pasos, criterios y requisitos a cumplir para realizar inversiones en generación con visión de largo plazo.
6. Formular una propuesta para actualizar los procesos de planificación indicativa de generación para el Estado de Guatemala.

INTRODUCCIÓN

La electricidad es fundamental para el crecimiento económico de un país. En Guatemala, en la década de los ochenta se manifestaron varios problemas asociados al suministro de electricidad y de precios altos que llevaron al sistema eléctrico, prácticamente, a un colapso. Buscando una solución, el gobierno de la república convocó a un diálogo, llamado El Diálogo Nacional, con representantes del gobierno, del sector privado organizado y del sector sindical, del cual resultaron decisiones que finalmente cambiaron el modelo del sector eléctrico, pasando de un sistema integrado verticalmente, con todas las actividades tomadas por el gobierno, a un modelo de mercado abierto que permite la participación del sector privado en las diferentes actividades: generación, transmisión, distribución. En este modelo, la entidad del Estado (Instituto Nacional de Electrificación) y sus filiales participan en las mismas condiciones que los agentes privados.

Desde el momento en que se tomó la decisión de cambiar el modelo existente, y hasta ahora, la inversión dineraria del sector privado en las diferentes actividades (generación, transmisión y distribución) ha sido extraordinaria, con magnitudes de más de una decena de miles de millones de dólares estadounidenses. Esto ha permitido que se alcancen metas en la expansión del sistema generador, en la transmisión, en la cobertura eléctrica, en el mejoramiento en los índices de calidad. No obstante, se observan algunas señales que causan preocupación por la sostenibilidad del modelo en el futuro cercano, especialmente porque los cambios de estado de los sistemas eléctricos toman mucho tiempo y los proyectos relacionados con energía tienen largos períodos de maduración, son intensivos en capital y la recuperación de sus

inversiones requiere varios años. Esto hace que las decisiones deban tomarse con bastante anticipación.

El presente trabajo se enfocará hacia el crecimiento del sistema generador. La expansión de la generación, además de tener la meta de satisfacer la demanda con los parámetros de calidad establecidos, tiene la función objetivo de ser eficiente en los costos de producción, en virtud de que la energía es básica en toda la actividad productiva del país y también en los hogares de los ciudadanos. En otras palabras, la expansión del sistema generador deber ser a mínimo costo.

En el desarrollo del presente trabajo se hará una revisión de bibliografía especializada, complementada con la información empírica del funcionamiento del sistema eléctrico de Guatemala y la experiencia personal adquirida en el funcionamiento del modelo. Al final, el trabajo pretende transmitir las bases teórico prácticas que faciliten la toma de decisiones sobre la expansión del sistema generador.

1. BASE TEÓRICA PARA LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

El suministro de electricidad tiene características bastante particulares, algunas de las cuales son citadas a continuación:

- La electricidad debe estar disponible en cualquier momento que sea requerida. Es decir, la demanda gobierna la producción. Esto significa que, para satisfacer la demanda de cualquier magnitud con la calidad establecida debe haber todo un sistema que esté operando en línea y en tiempo real. Hasta ahora, el almacenamiento de la electricidad como tal, con la calidad requerida, no es posible en gran escala a costos razonables. Por supuesto, el almacenamiento de la energía primaria es posible y deseable; por ejemplo: reservorios de agua, inventarios de combustibles, recursos geotérmicos. También es posible el almacenamiento de la electricidad, utilizando diversas tecnologías y para diferentes aplicaciones, por ejemplo, volantes de inercia, sistemas termoquímicos, baterías de diferentes características técnicas y otros.
- La demanda de electricidad que debe ser satisfecha depende de la decisión del consumidor y puede ser influenciada por muchos factores. El suministro de electricidad debe cumplir con los *parámetros de calidad*¹ cada vez más exigentes. El problema no termina allí. La demanda, a lo largo del día tiene un comportamiento no uniforme; es decir, que existen demandas variables a lo largo del día. Los picos en la demanda pueden

¹ Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Resolución CNEE-50-99, 18 de noviembre 1999. p. 3. Consulta: octubre 2021.

ser proporcionalmente mucho mayores que en los momentos de baja carga. También, la demanda y la oferta a partir de fuentes naturales renovables tienen un comportamiento estacional que debe ser tomado en cuenta en la planificación de la operación de un año completo. Todo esto tiene un impacto significativo en los costos.

- Los sistemas de generación de electricidad y, en general los proyectos de energía tienen largos tiempos de maduración, son intensivos de capital y la recuperación de las inversiones toma períodos muy largos. Generalmente, los tiempos de recuperación de las inversiones, medidas en años, son varias veces mayores que el tiempo de construcción de las centrales generadoras.
- La electricidad tiene la dualidad de ser una materia prima en un proceso industrial y de ser el objeto de comercio, local y de exportación.

Con base en la descripción de los párrafos precedentes, cae de su peso que el proceso necesario para asegurar la cobertura de la demanda, de una manera eficiente, requiere de un esfuerzo multisectorial y con visión de largo plazo.

1.1. Conceptos de planificación aplicados a la expansión de la generación

Uno de los cambios más importantes que considera la ley con relación al modelo anterior que regía el sistema eléctrico de Guatemala es el enunciado del artículo 1, inciso a) “Es libre la generación de electricidad y no se requiere para ello autorización o condición previa por parte del Estado, más que las reconocidas

por la Constitución Política de la República de Guatemala y las leyes del país”². La misma ley establece algunas regulaciones, tales como la necesidad de obtener licencias para el uso de recursos considerados como bienes del Estado y para la tecnología nuclear.

Si bien, es clara la libertad para instalar centrales generadoras de diferentes tecnologías y tamaños, esto no implica que no exista una planificación y condiciones económicas, como señales del mercado, que facilitan o limitan la expansión del sistema generador.

El artículo 3 de la citada ley asigna la responsabilidad al Ministerio de Energía y Minas de la formulación y coordinación de las políticas, planes de Estado, programas indicativos relativos al subsector eléctrico.

Es preciso abordar el tema de la planificación. Ander-Egg cita el documento *International Social Development en Review*, num 3. *Highlight of the Symposium on Social Policy and Planning*, New York, 1971, con la definición de la planificación:

... como el proceso de elección y selección entre cursos alternativos de acción con vistas a la asignación de recursos escasos, con el fin de obtener objetivos específicos sobre la base de un diagnóstico preliminar que cubre todos los factores relevantes que pueden ser identificados.³

Está claro que planificar es todo un proceso, con un horizonte definido y con metas alcanzables, pero sujeto a cambios y ajustes continuos.

² Decreto 93-96, *Ley General de Electricidad, Artículo 1º, inciso a)*, Diario de Centro América, 15 de noviembre 1996, volumen 25, p.741. Consulta: octubre 2021.

³ ANDER-EGG, Ezequiel, *Introducción a la Planificación Estratégica*, Buenos Aires, Argentina, Grupo Editorial Lumen Humanitas, 2007. p.25. Consulta: octubre 2021.

Hay muchas clasificaciones de planificación, pero desde el punto de vista de la expansión de la generación hay tres clasificaciones que son muy importantes y que están relacionadas con las decisiones que deben ser tomadas para alcanzar las metas propuestas: Planificación Estratégica, Planificación Imperativa y Planificación Indicativa.

1.1.1. Planificación estratégica

“Es pertinente agregar que la planificación estratégica no se debe confundir con la acción de pronosticar los resultados. Roncacio⁴ describe:

La Planeación Estratégica es una herramienta de gestión que permite establecer el quehacer y el camino que deben recorrer las organizaciones para alcanzar las metas previstas, teniendo en cuenta los cambios y demandas que impone su entorno. En este sentido, es una herramienta fundamental para la toma de decisiones al interior de cualquier organización. Así, la planeación estratégica es un ejercicio de formulación y establecimiento de objetivos y, especialmente, de los planes de acción que conducirán a alcanzar estos objetivos.

1.1.2. Planificación imperativa

Para definir el concepto de Planificación Imperativa, Gordillo⁵ considera:

La planificación imperativa es aquella cuyas disposiciones acerca de qué y cuánto ha de producirse, qué precios y salarios han de fijarse, qué política de inversiones debe adoptarse, etc., se establecen con carácter *obligatorio* para todas aquellas personas alcanzadas por el plan, de modo tal que la comunidad no se

⁴ RONCACIO, Gabriel, *¿Cómo Hacer la Planeación Estratégica de su Organización?*, disponible en: gestión.pensemos.com. Consulta: agosto 2021.

⁵ GORDILLO, Agustín, www.gordillo.com. Consulta: agosto 2021.

encuentra libre de comportarse de acuerdo al plan o según su propia voluntad, sino que debe ajustarse a lo que el plan ha dispuesto.

Cualquiera sea el sistema, la imperatividad de la norma del plan se halla siempre respaldada por la amenaza de sanciones a quien no la cumpla; sin duda, de la severidad de la sanción puede depender en gran medida la efectividad de la amenaza y por ende de la imperatividad real del plan, pero es bueno recordar que existen siempre en este aspecto limitaciones de orden racional y humano que no es posible sobrepasar, cualquiera que sea el sistema económico de que se trate.

1.1.3. Planificación indicativa

En Cuanto a la Planificación indicativa, Gordillo⁶ observa:

En la planificación indicativa los objetivos y las disposiciones del plan no son impuestas con carácter obligatorio a la comunidad; ahora bien, si la actitud del Estado se limitara a la mera enunciación del plan indicativo, serían débiles las posibilidades de que los empresarios y los individuos en general se ajustaran a él; el plan correría un grave riesgo de ser ineficaz.

Por ello es que la planificación indicativa supone, como elemento primordial de su ejecución, la fijación de elementos de 'disuasión' y de 'persuasión' a fin de desalentar y alentar, respectivamente, el acogimiento de los empresarios a las preceptivas del plan. Los instrumentos de persuasión, que operan simultáneamente como instrumentos de disuasión (por aquello que no incluyen).

Agrega Gordillo, que entre las principales medidas de disuación y de persuación se encuentran:

- Política crediticia

⁶ GORDILLO, Op. Cit.

- Política fiscal
- Política administrativa
- Política de inversiones públicas
- Otras, tales como política monetaria, política bancaria, etc.

Puede concluirse, entonces, que la responsabilidad asignada al Ministerio de Energía y Minas de “formular y coordinar las políticas, planes de Estado, programas indicativos relativos al subsector eléctrico...”⁷ es un arma poderosa para dirigir al subsector eléctrico por una ruta estratégicamente definida, aunque las herramientas sean, precisamente, las de disuasión y de persuasión.

1.2. Expansión de la generación a partir de un proceso de planificación indicativa

El Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista le asigna al Ministerio de Energía y Minas la elaboración del Plan de Expansión de la Generación, a través de un Órgano Técnico especializado, con participación de las instituciones que intervienen en el mercado eléctrico nacional, incluyendo a la Comisión, para lo cual deberá utilizar criterios de eficiencia económica y de garantía de suministro.”⁸

⁷ Decreto 93-96, *Ley General de Electricidad, Artículo 3o*, Diario de Centro América, 15 de noviembre 1996, volumen 25, p.741. Consulta: octubre 2021.

⁸ Acuerdo Gubernativo 299-98, *Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, Artículo 15 Bis*, modificado por el Acuerdo Gubernativo 69-2007, 5 de marzo 2007. Consulta: octubre 2021.

El RAMM establece que el plan de expansión se deberá elaborar cada dos años, con un horizonte de por lo menos diez años. Los planes deben contener los aspectos básicos relacionados con los pronósticos de crecimiento de la demanda, las posibilidades tecnológicas, simulaciones de despachos a mínimo costo, temas de cumplimiento ambiental y parámetros asociados con la seguridad operativa.

Es importante tener claro que estos planes definen la política de desarrollo del gobierno de la república y, en tal sentido, serán tomados en cuenta por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para la elaboración de los Términos de Referencia para las licitaciones, mediante las cuales las distribuidoras contratan el suministro de electricidad por plazos de hasta 15 años.

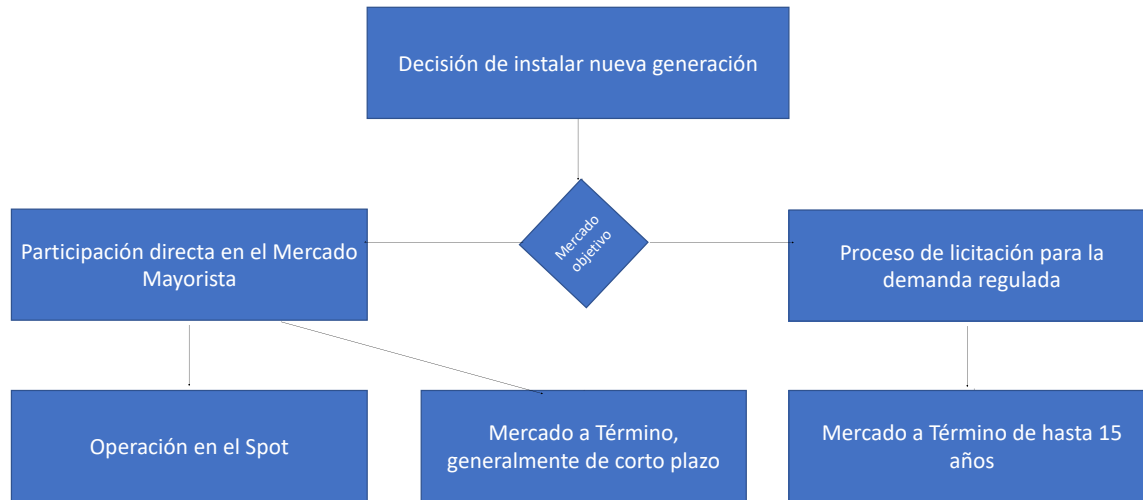
1.3. Otros mecanismos para la expansión de la generación

La ley reconoce la libertad para instalar centrales generadoras para satisfacer la propia demanda bajo la figura de autoproductores o cogeneradores, o bien para participar en el mercado de electricidad (Mercado Mayorista) vendiendo su producción. En todo caso, la decisión de construir instalaciones de generación, bajo estas figuras, se hace considerando condiciones de riesgo diferentes a las que se derivan de los contratos de largo plazo producto de las licitaciones promovidas por la CNEE.

1.4. Mercado para la generación

Probablemente, la manera más sencilla de entender el proceso de venta de la generación en el sistema eléctrico sea a partir de un diagrama muy simplificado:

Figura 1. **Diagrama de decisión del mercado objetivo**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft 365.

La decisión de inversión se puede tomar a partir de obtener un contrato derivado de un proceso de licitación, en cuyo caso el producto de la generación será vendido a alguna de las empresas distribuidoras para que éstas, a su vez, la utilicen para atender a sus consumidores finales. Es importante mencionar que los contratos que se suscriben con las distribuidoras pueden ser de varios tipos, tal como se establece en la norma NCC-13 de las normas operativas del AMM

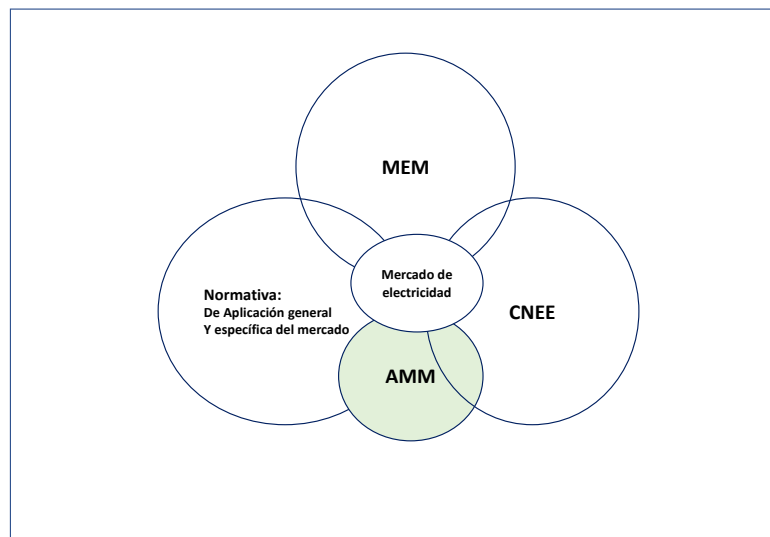
La decisión también puede ser vender el producto de la generación en el Mercado Mayorista, bien sea a algún gran usuario con contratos a término, generalmente de plazos cortos, o a una comercializadora que a su vez lo vende a sus grandes usuarios. También se pueden firmar contratos directamente con otros generadores. La otra forma de vender la energía es poner la generación a disposición del mercado mayorista y tomar, como compensación, el precio resultante de la operación del sistema denominado POE.

De cualquier manera, independientemente de la forma en que serán remuneradas todas las centrales generadoras son puestas a disposición del AMM, quien debe despacharlas utilizando modelos que permitan la optimización a mínimo costo.

2. ESTRUCTURA DE LA GENERACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

Para entender cómo funcionan los mecanismos de adición de nuevas centrales de generación es importante tener clara la estructura funcional del sistema eléctrico nacional. Repasando brevemente la interacción entre los diferentes actores:

Figura 2. Organización del subsector eléctrico

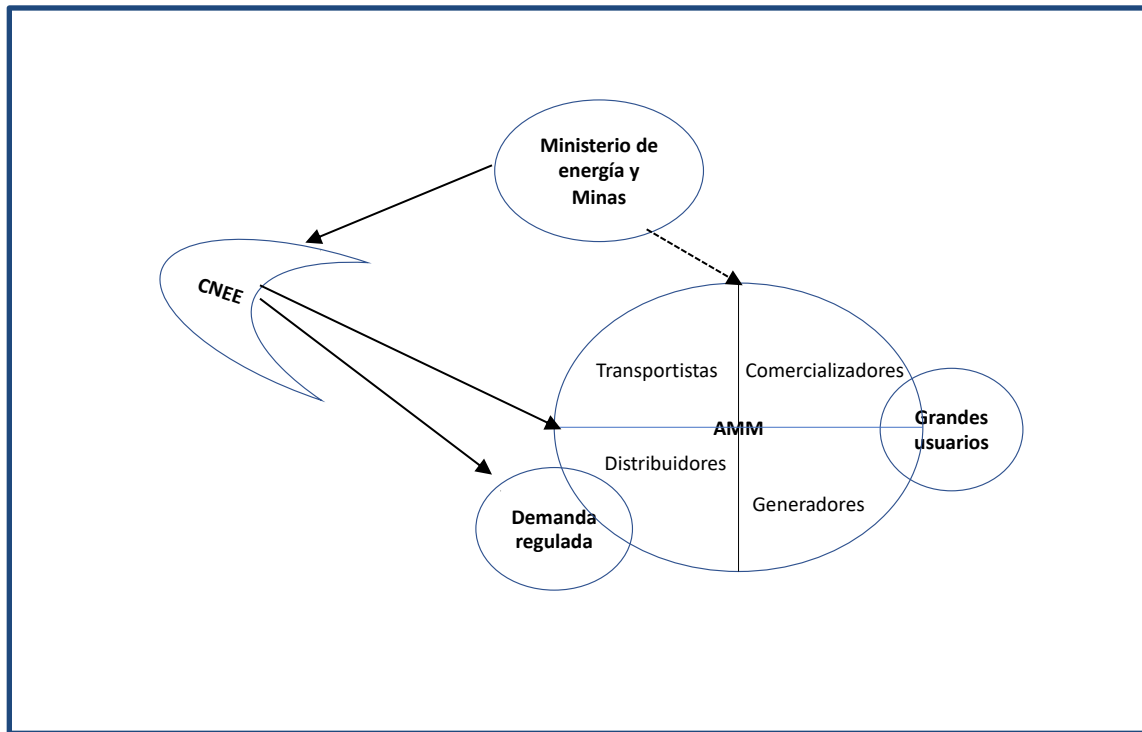


Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft 365.

La estructura del subsector eléctrico está definida en la ley y sus reglamentos. Los mecanismos y reglas para la interrelación de los actores (Entidades, Agentes y Participantes del Mercado) están desarrollados en los

reglamentos de La ley, en las normas emitidas por la CNEE y en las reglas operativas que emanan del AMM.

Figura 3. Estructura del subsector eléctrico



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft 365.

El MEM es el ente rector del subsector eléctrico encargado de formular y coordinar las políticas, planes de Estado y los programas indicativos relacionados con el subsector eléctrico. La CNEE tiene funciones de regulador y fue creada como un órgano técnico del MEM, con autonomía funcional.

El Administrador del Mercado Mayorista fue creado por la ley como un ente privado sin fines de lucro. Su funcionamiento y su interrelación con los Participantes del Mercado se establece en el reglamento del Mercado Mayorista. Tiene asignadas tres funciones básicas:

La coordinación de la operación al mínimo costo del sistema (de las centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte).

- Establecer precios del mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre los Agentes del Mercado, cuando ellas no correspondan a contratos libremente pactados.
- Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica.

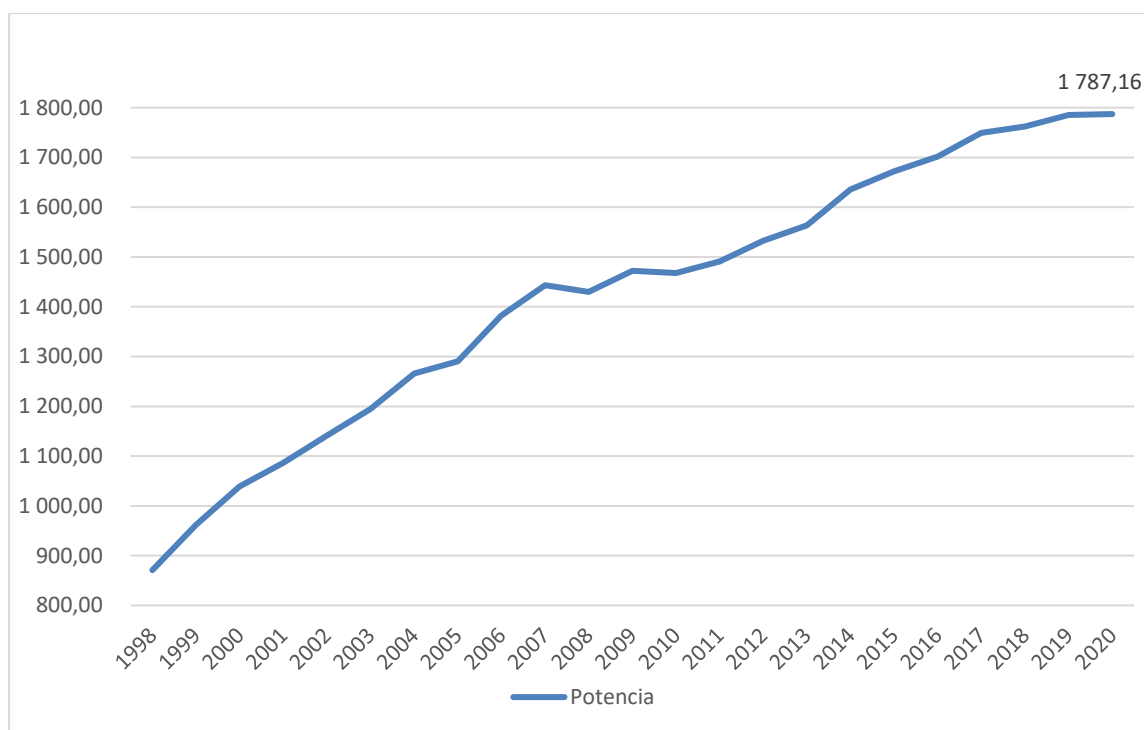
Los grandes usuarios tienen la libertad de comprar energía directamente de los generadores, a través de un comercializador o mediante acuerdos con las distribuidoras. Los usuarios regulados dependen de las distribuidoras, cuyo servicio está regulado por la CNEE.

2.1. Comportamiento de la demanda

La década de los ochenta fue denominada *La Década Perdida*⁹. En ese período, además de los problemas económicos del país, se estancó el crecimiento de la demanda de electricidad. En los años 90, además del inicio de la recuperación económica del país, las medidas que se tomaron en el sector eléctrico causaron efectos importantes en el crecimiento de la demanda. Sin lugar a duda, uno de los motores del crecimiento de la demanda fue la decisión de iniciar programas de electrificación rural que permitieron pasar de un índice de cobertura cercano al 40 % a valores de aproximadamente 90 %. A partir del 2010 también hubo una demanda de exportaciones hacia los países vecinos, especialmente El Salvador. El comportamiento de la demanda puede observarse en la figura 4.

⁹ CEPAL, *AMERICA LATINA Y EL CARIBE QUINCE AÑOS DESPUÉS, de la década perdida a la transformación económica 1989-1995*. p. 1.

Figura 4. Comportamiento histórico de la demanda máxima anual en MW



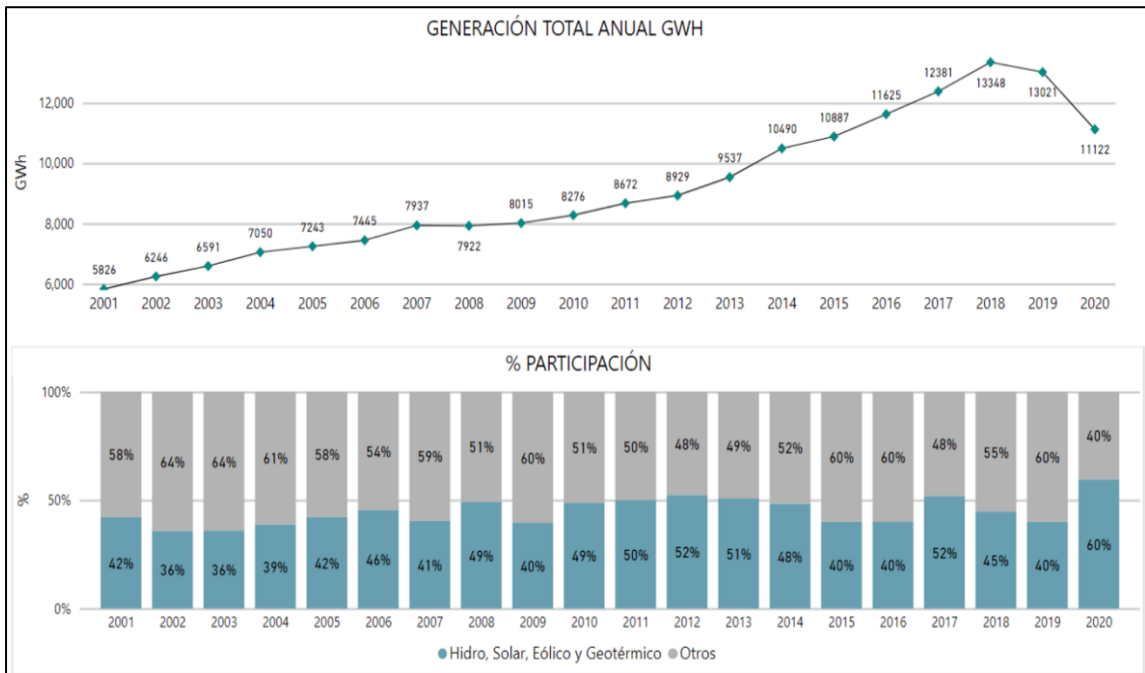
Fuente: elaboración propia, empleando información de AMM.

La demanda ha crecido un promedio de 3.4 % anual en el período observado. Entre 2006 y 2007 la economía de Guatemala creció a un ritmo mayor al 6 %¹⁰ y, como ha sido demostrado existe una alta correlación entre la tasa de crecimiento del Producto Interno Bruto del país y la tasa de crecimiento de la demanda, la tasa de crecimiento de la demanda correspondiente a esos años fue mayor al 6 %. Se verá más adelante que este crecimiento motivó a una decisión de realizar una licitación a fin de incorporar una central generadora capaz de

¹⁰ Banco de Guatemala, *Estadísticas Macroeconómicas/Producto Interno Bruto*. Disponible en Banguat.gob.gt. Consulta: agosto 2021.

producir energía de base. En el 2020, producto de la pandemia del COVID-19 hubo una reducción en la demanda de energía, aunque muestra indicios de recuperación en 2021.

Figura 5. **Generación anual histórica en GWh**

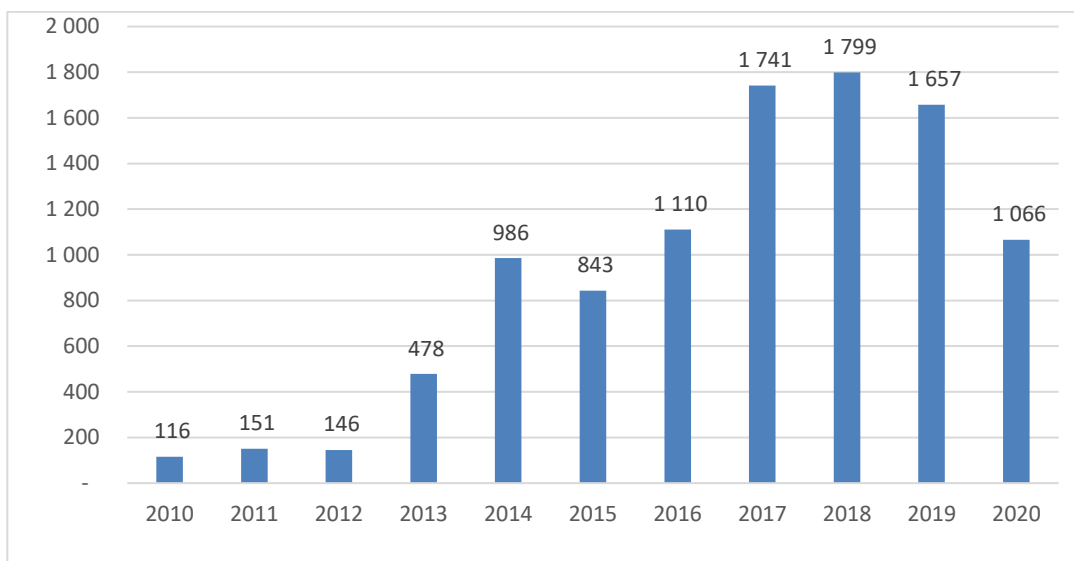


Fuente: elaboración propia, empleando información de AMM.

En cuanto a la demanda de exportaciones, la normativa del mercado regional no se ha desarrollado lo suficiente para permitir contratos firmes de largo plazo. Las exportaciones han sido a plazos muy cortos, a veces ocasionales, especialmente producto de la falta de energía en los países de la región. En corto plazo, los intercambios de energía en el mercado regional tienden a ser marginales en la medida que los países de la región van incorporando nueva generación en sus sistemas eléctricos para resolver su demanda nacional. Es un hecho que Costa Rica y Panamá son excedentarios en la producción de energía

y que, próximamente, Nicaragua y El Salvador incorporarán centrales de generación con base en gas natural.

Figura 6. Comportamiento de las exportaciones de Guatemala al MER en GWh



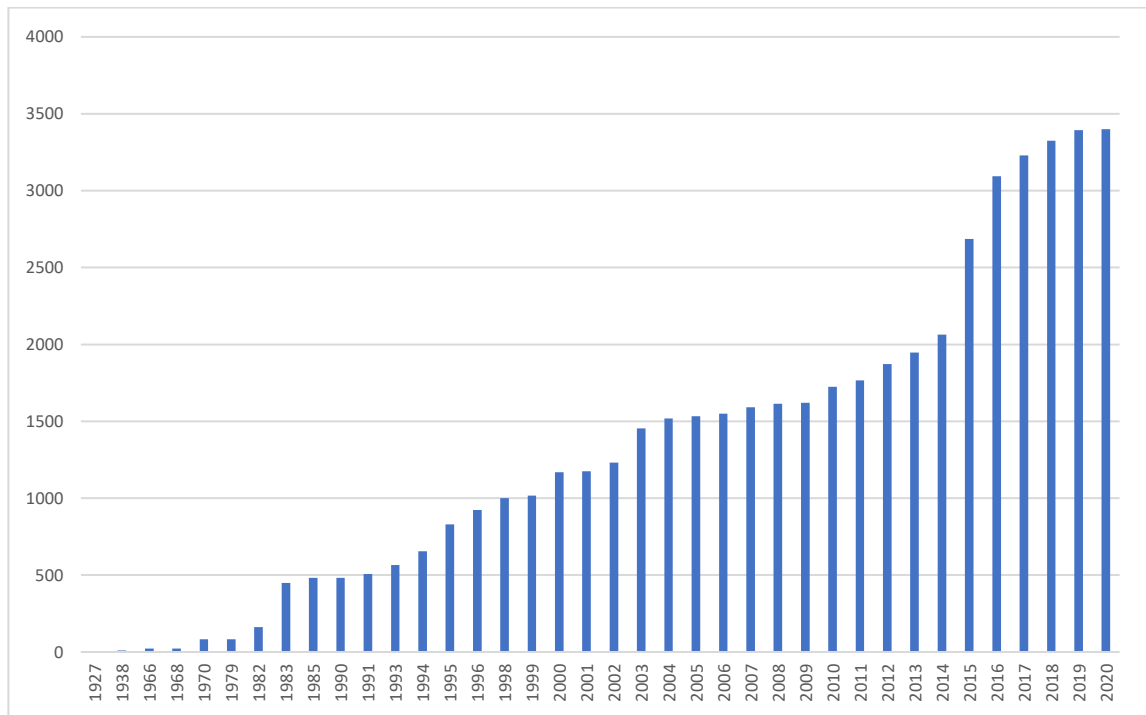
Fuente: elaboración propia, empleando información de AMM.

2.2. Dinámica del crecimiento del sistema generador

La reforma del sector eléctrico se llevó a cabo entre las décadas de 1980 y 1990, Calderón, 2018. Mediante un proceso que culminó con la promulgación de la ley General de Electricidad. Entre 1992 y 1995 se firmaron varios contratos de compraventa de energía entre las entidades del Estado (Empresa Eléctrica de Guatemala e INDE) y generadores privados. Estas acciones marcaron el inicio de la solución de la crisis de suministro de energía que se manifestó en la década

de los 80. En la figura 7 se ve la evolución del crecimiento de la potencia efectiva instalada.

Figura 7. **Potencia Efectiva instalada en el SEN, en MW**



Fuente: elaboración propia, empleando información de AMM.

El significativo incremento de la capacidad instalada, desde 1993 hasta 2018, es producto de la firma de contratos mencionados. Claramente se ve un estancamiento a partir del 2019. También, la formalización del funcionamiento del mercado mayorista tuvo algún efecto en las decisiones de inversión en generación.

Es importante destacar que a partir de 1992:

- todas las inversiones para adicionar nueva generación han sido hechas por el sector privado con diversas fuentes de financiamiento;
- para la expansión de la generación se han utilizado diferentes tecnologías que han resultado en una matriz de generación muy diversificada;
- la adición de capacidad ha superado, en una relación de casi dos a uno, la demanda máxima del sistema eléctrico;
- el crecimiento en la capacidad ha sido, principalmente, derivado de los procesos de licitación de las distribuidoras conducidos por la CNEE.

2.3. Curvas de carga del sistema

Una de las maneras de medir la relación entre el consumo de energía durante un año y la potencia máxima requerida en ese mismo período es a partir de la aplicación de la fórmula que relaciona la energía y la potencia:

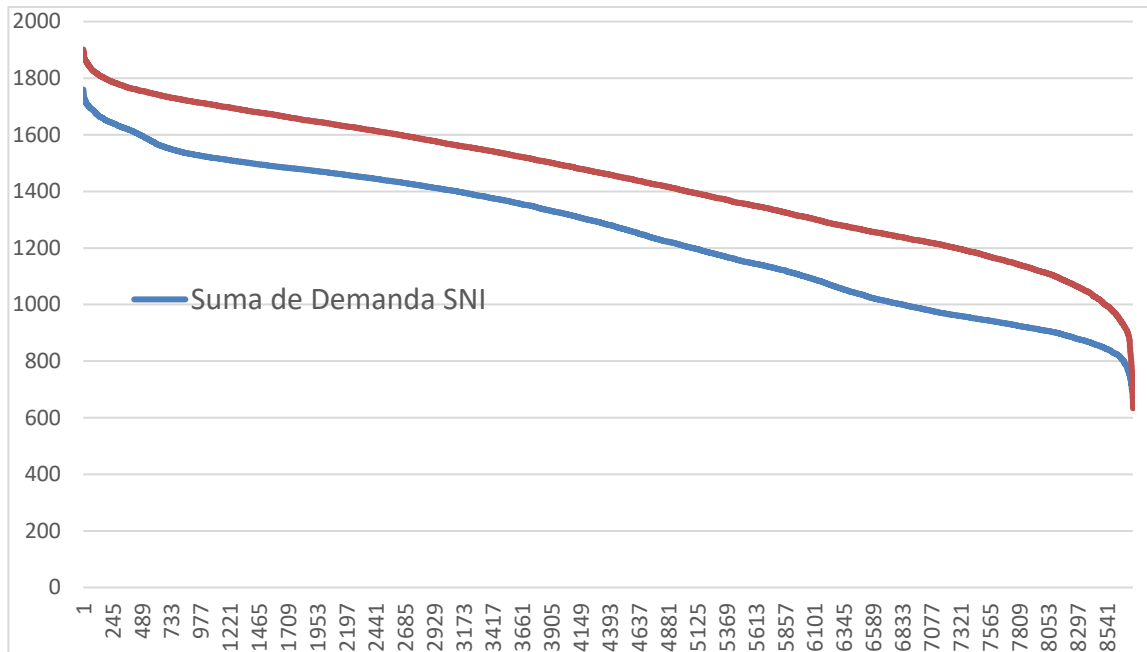
$$E = \int_0^{8760} P dt$$

La fórmula desarrollada puede escribirse:

$$E = \text{Potencia} \times \text{horas año} \times \text{factor de carga}$$

Si se traza una curva de la potencia máxima en cada hora, ordenada por número de horas de ocurrencia a lo largo del año, se puede obtener una curva denominada curva de duración de carga. El área debajo de la curva de la potencia es la energía. Si la potencia está expresada en MW, la energía estará expresada en MWh

Figura 8. **Curva de duración de la carga con y sin exportaciones al MER en el 2019 en MWh**



Fuente: elaboración propia, empleando información de AMM.

La relación entre la potencia máxima y la energía está dada por el factor de carga. El factor de carga se puede interpretar como el uso eficiente de la potencia. Un factor de carga del 100 % implicaría que se utiliza la potencia máxima la totalidad de horas del año.

En el sistema eléctrico guatemalteco, el factor de carga es de aproximadamente 73 %. Ese valor es relativamente alto, dado que el consumo de energía de las distribuidoras tiene factores de carga muy diferentes.

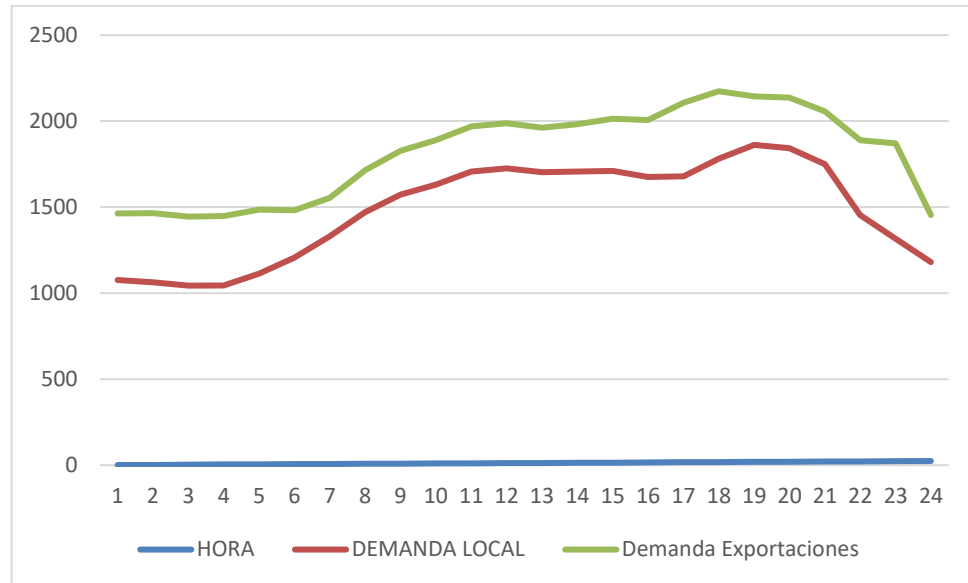
Cuando se agrega la demanda de exportaciones a la curva de demanda nacional ocurre una situación particular, el factor de carga crece a

aproximadamente 76 %. La razón es que se incrementa el monto de energía pero la demanda máxima no se incrementa sustancialmente, puesto que las exportaciones de energía generalmente se hacen en períodos fuera de la demanda máxima del sistema. Los exportadores evitan las horas de punta para no pagar los peajes del sistema de transmisión y otros costos asociados a la potencia máxima del sistema.

En la figura 9 se observa la demanda típica del día, con horas de demandas mínimas, horas de demanda intermedia y horas de demanda máxima. Aunque normalmente la demanda de las exportaciones se produce en horas fuera del pico, para este día en particular la demanda de exportaciones fue durante todas las horas del día. Esta condición puede deberse a las condiciones climáticas que son muy coincidentes en Guatemala y El Salvador.

En El Salvador, hasta ahora, no tienen suficiente energía de precios bajos que les permita cubrir su demanda, por lo cual manejan los embalses de sus hidroeléctricas recurriendo a importar energía desde Guatemala.

Figura 9. Curva típica de carga para el 13 de octubre de 2021



Fuente: elaboración propia, empleando información de AMM.

Si se considera exclusivamente la demanda nacional, se puede observar que la base es de aproximadamente 1000 MW y ocurre en los horarios de las 0 horas a las 5 y de las 23 a las 24. La demanda media ocurre a partir de las 9:00 hasta las 17 horas y tiene valores de aproximadamente 1700 MW. La punta entre las 18:00 y las 22:00 aproximadamente 1850 MW.

2.4. Efecto de las licitaciones de las distribuidoras en la expansión de la generación

Previamente se mencionó que existen varios mecanismos para la atracción de inversiones en el sistema generador. Sin duda, los que puedan garantizar la recuperación de las inversiones en plazos razonables serán los más atractivos para los inversionistas privados. La visión de estabilidad en el largo plazo se percibe mejor en las empresas de distribución; de allí, que los mejores garantes

del repago de las inversiones son los contratos de largo plazo firmados con las empresas de distribución, basados en procesos de licitación establecidos en la ley.

Con base en la ley y los reglamentos, a partir del 2007 se han realizado varios procesos de licitación. Algunos han sido de plazos cortos, específicamente para cubrir déficits de energía para el cubrimiento de la demanda. El enfoque de este estudio se hará en los procesos que resultan en contratos de largo plazo que incentivan la adición de nueva generación al sistema, exclusivamente analizando el impacto en el crecimiento de la oferta de potencia instalada, sin cuestionar el efecto de la asignación de las ofertas a las tarifas reguladas, ni en la operación del mercado mayorista.

2.4.1. Licitación a partir de la resolución CNEE-126-2007

En el 2007, con base en el artículo 65 Bis del Reglamento de la Ley General de Electricidad, la CNEE realizó un diagnóstico del Sistema de Generación guatemalteco concluyendo que entre los años 2012 al 2020 podría existir un déficit en el suministro de energía eléctrica y un incremento importante del costo marginal, especialmente debido al crecimiento acelerado del consumo de energía eléctrica en Guatemala a partir del 2006.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante resolución CNEE-126-2007 aprobó las Bases de Licitación para adicionar nueva generación que fuera capaz de operar en la base del despacho y con factores de planta superiores al 85 %, que es una característica de las centrales de vapor. El combustible primario objetivo era el carbón mineral debido a su abundancia en los mercados internacionales y a su estabilidad de precio.

El resultado fue la firma de un contrato con un plazo de 15 años con la empresa Jaguar Energy Guatemala, LLC (en ese entonces subsidiaria en Ashmore Energy International), que debería iniciar su operación en el año 2012 aunque ésta inició varios años después, como se observa en la información estadística (ANEXO 3). La inversión estimada era de 700 millones de US\$. Aunque el contrato era de 200 MW la capacidad instalada de la central fue 300 MW con un aporte efectivo de 275 MW, después de descontar los servicios auxiliares

Esta decisión iniciaba un cambio importante en la matriz energética hacia menos dependencia del combustible bunker, de menos volatilidad en los precios en el mercado spot y de costos más bajos por kWh en las tarifas de las distribuidoras.

2.4.2. Licitación PEG-1¹¹

Esta licitación se inició en 2010. Pretendía contratar hasta 800 MW de potencia garantizada con contratos de 15 años a partir de mayo 2015. Culminó en 2012 con la contratación de 196.9 MW de potencia garantizada y de 7 GDR con contratos de energía generada. La licitación fue realizada por las tres principales distribuidoras EEGSA, DEOCSA y DEORSA, actuando en conjunto. La CNEE hizo la asignación de las centrales para el cubrimiento de las curvas de carga de cada una de ellas. El detalle de la asignación está en el ANEXO 1.

¹¹ CNEE, *Bases de licitación PEG-1*, <https://www.cnee.gob.gt/PEG/Docs/14.%20BL%20PEG-1-2010.pdf>. Consulta: agosto 2021.

2.4.3. Licitación PEG-2¹²

Esta licitación que buscaba contratar hasta 600 MW de potencia garantizada se realizó en el 2012. Tuvo algunas características que la diferencian de las licitaciones anteriores:

- Fueron acompañadas por un consultor internacional;
- Se introdujeron cuotas por tipo de tecnología:
 - Renovables: 300 < cuota < 600;
 - Hidroeléctricas, mínimo de 200 MW,
 - Biomasa, mínimo 70 MW
 - otros recursos renovables un mínimo 30 MW.
 - Recursos no renovables máximo <300 MW
 - Bunker, máximo 20 MW,
 - Carbón, máximo 80 MW y
 - gas natural, máximo 200 MW.

¹²CNEE, *Bases de licitación PEG-2*.
<https://www.cnee.gob.gt/PEG/Docs/BASES%20ABIERTA%20PEG-2-2012%20incluye%20Adenda%201,%202%20y%203.pdf>. Consulta: agosto 2021.

- Se hizo una distinción entre centrales nuevas y centrales existentes.
- Se introdujeron ofertas virtuales que sirvieron como referencia para establecer el techo de los precios para la asignación de las ofertas. Las ofertas virtuales también fueron asignadas por tipo de tecnología.

El resultado fue la adjudicación de 40 centrales, de las cuales 26 son GDR sin potencia garantizada, con contratos de energía generada. El total de potencia garantizada contratada fue 421.16 MW¹³. En el ANEXO 2 Se presenta un cuadro resumen de las asignaciones. Es importante mencionar que no todas las centrales ofertadas fueron construidas, algunas por falta de recursos financieros y otras por problemas de conflictividad.

2.4.4. Licitación PEG-3

Esta licitación se inició en el 2013. El objetivo era contratar hasta 250 MW de potencia garantizada en contratos de 15 años a partir de 2017 y propiciar un cambio de matriz energética hacia la utilización de energías renovables. Una característica de esta licitación fue la decisión de contratar potencia sin energía asociada.

Para asignar las ofertas se aplicó una metodología de subasta inversa con rondas sucesivas. El proceso de adjudicación tomó 16 rondas de ofertas. Esta misma modalidad se ha aplicado a las licitaciones de muy corto plazo.

¹³ CNEE, *Asignación PEG-2*.

<https://www.cnee.gob.gt/pdf/resoluciones/2012/CNEE%20266%202012.pdf>. Consulta: septiembre 2021.

Tabla I. **Asignación de contratos para nueva generación resultado de las PEG**

Tecnología de las centrales	Potencia MW	% de centrales nuevas
Total adiciones en cantrales	1430.9	
Renovables	939.4	
Hidroeléctricas	635.6	53 %
Eólicas	101	100 %
GDR	71.3	97 %
Solar	87.5	100 %
Biomasa	44	36 %
No Renovables	476.5	
Carbón *	322.3	100 %
Gas Natural	120	100%
Bunker	34.3	34%
Mixto Biomasa y carbón	15.	100%

*Incluye 275 MW de la Central de Jaguar, producto de la licitación del 2007.¹⁴

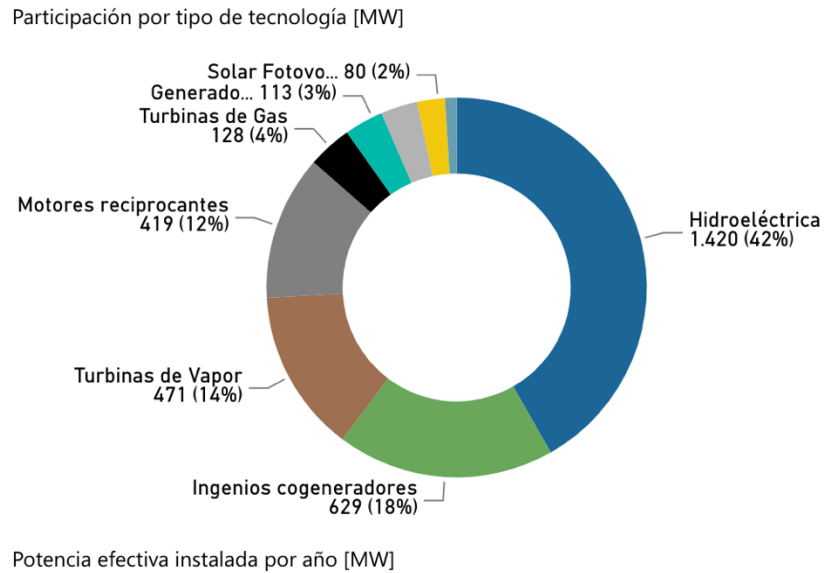
Fuente: elaboración propia, empleando informes de la CNEE.

2.4.5. Cambios en la matriz de generación del país

En la figura 10 se presenta la distribución de capacidad instalada por tipo de tecnología para el año 2020. Las tecnologías renovables intermitentes aún son muy marginales (menores del 5 %). La capacidad instalada en centrales renovables (renovables intermitentes, hidroeléctricas y biomasa) es mayor del 65 % de la totalidad de capacidad instalada en el país.

¹⁴ CNEE, *Licitación Abierta 2007*. [cnee.gob.gt / proyectos/ licitaciones](http://cnee.gob.gt/proyectos/licitaciones). Consulta: octubre 2021.

Figura 10. **Participación en la potencia efectiva instalada por tipo de tecnología en MW**

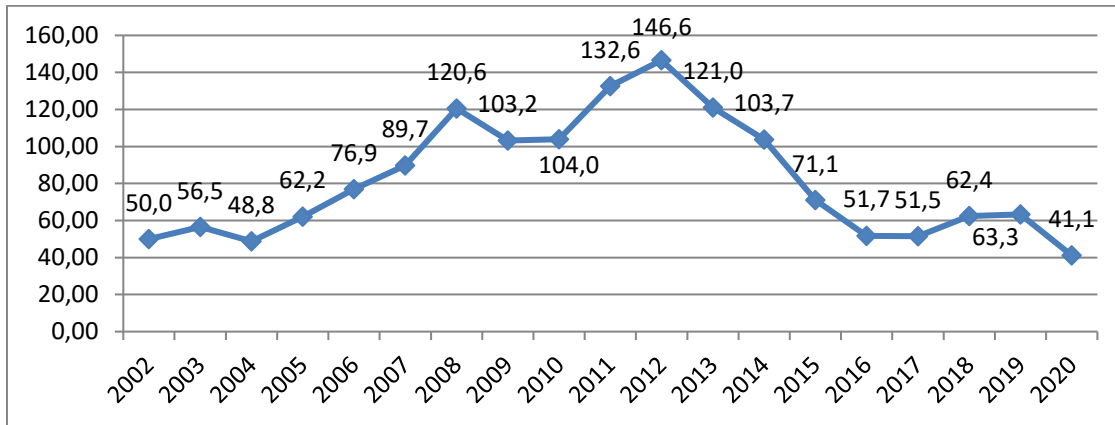


Fuente: Elaboración propia, empleando información de AMM.

2.4.6. Reducción en el precio del POE

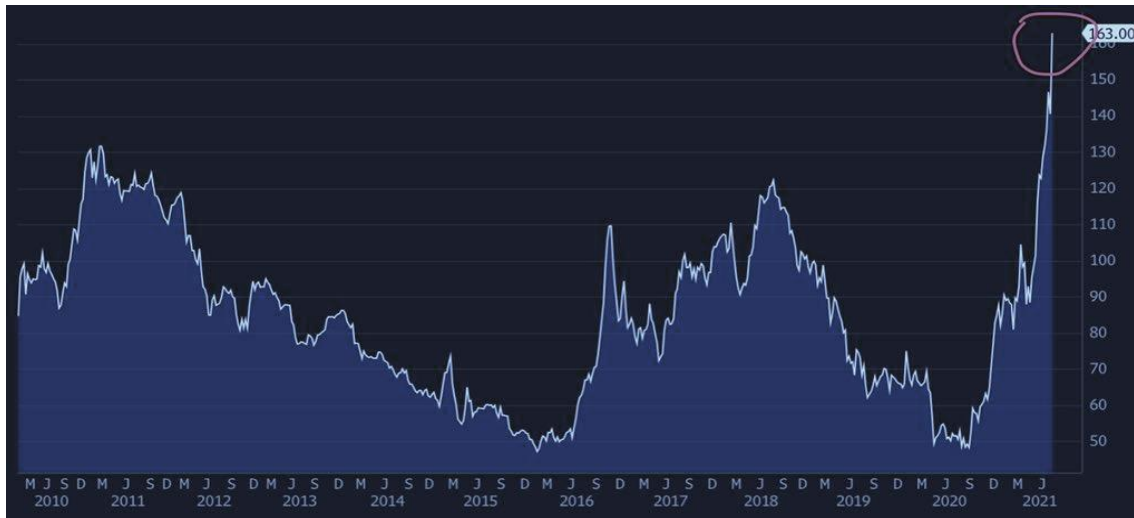
Como era de esperar, en la medida que se agregan centrales generadoras de costos variables menores, el POE disminuye. Es importante decir que el POE no es un objetivo, es un resultado de los menores costos de operación del sistema. La reducción del POE no significa que los costos de la energía adquirida para satisfacer la demanda regulada también sean menores, ya que ésta se regula por condiciones contractuales entre los generadores y las distribuidoras e incluye costo un componente de pago de capital (representado por el costo de la potencia, generalmente expresado en US\$/kW-mes).

Figura 11. Resultado histórico del POE - promedio anual en US/MWh



Fuente: Informes de mercado de CNEE.

Figura 12. Comportamiento de los precios del carbón en el mercado internacional en USD/TM



Fuente: Valora Analitik, portal especializado de noticias económicas.¹⁵

¹⁵ Valora Analitik, valoraanalitik.com/2021/07/21/precio-del-carbon-llego-a-nuevo-maximo-de-13-años/. Consulta: octubre 2021.

En el período 2015 al 2018, los precios internacionales del carbón, del gas natural y del bunker se encontraban en niveles relativamente bajos, que también contribuyeron a que los precios de la energía en el spot se mantuvieran bajos.

Figura 13. Comportamiento de los precios del petróleo fijado por la OPEP



Fuente: Statista, Portal de estadísticas para datos de mercado¹⁶

2.4.7. Efecto en la producción de energía

En la sección 2.3 se describe la relación que existe entre la potencia y la producción de energía para un tiempo dado, medida como un factor de planta.

¹⁶ Statista, es.statista.com/estadisticas/635114/precio-medio-del-crudo-fijado-por-la-opec/. Consulta: noviembre 2021.

En el cuadro siguiente se presenta una estimación de la capacidad de producción de energía para las diferentes tecnologías.

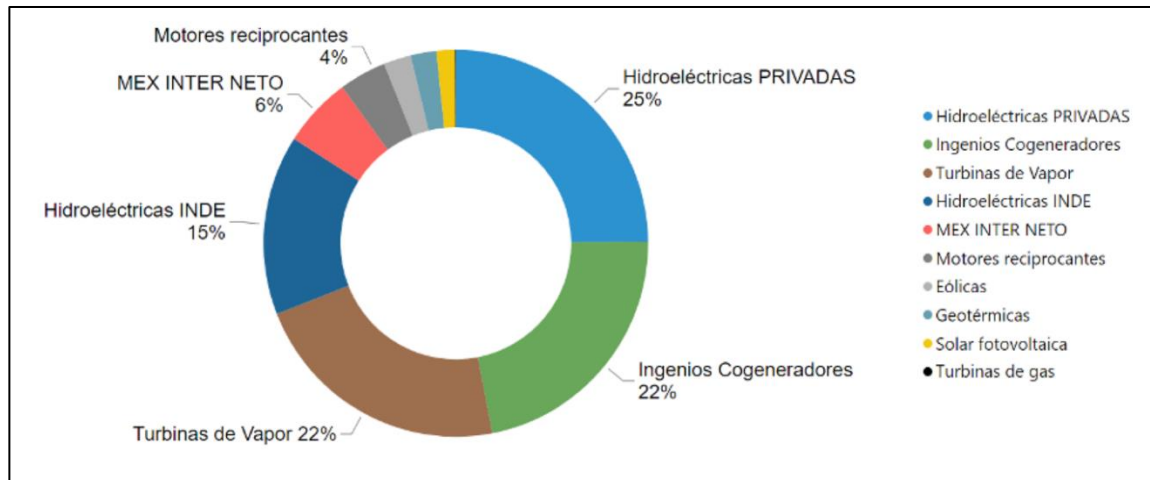
Tabla II. **Factor de planta típico para distintas tecnologías**

Tecnología	Factor de planta anual
Hidroeléctricas de filo de agua	< 40 %
Hidroeléctricas con embalse estacional	< 65 %
Hidroeléctricas con embalses diarios	< 45 %
Solares	< 25 %
Eólico	< 30 %
Geotérmica	> 90 %
Motores de bunker	> 85 %
Plantas de vapor	> 80 %
Centrales de gas natural	> 85 %

Fuente: elaboración propia, empleando información de AMM.

Se puede observar que, a pesar de que los mecanismos de asignación de costos variables en el AMM hacen de que las centrales hidroeléctricas sean despachadas con prioridad, en un período de cinco años su producción de energía es similar a la de las tecnologías de combustión, no obstante que la capacidad instalada de estas últimas es significativamente menor, en una relación 3:1 en el caso de centrales de vapor y 2:25 en el caso de centrales cogeneradoras con biomasa. Algunas de las razones están asociadas a que las centrales hidroeléctricas no tienen embalses que les permitan almacenar agua, que tienen una marcada estacionalidad interanual y que las centrales solares y eólicas dependen de una fuente de energía primaria difícil de predecir. En todo caso, los factores de planta anual de las tecnologías intermitentes son bastante bajos.

Figura 14. **Participación de distintas tecnologías en la generación - Período 2016 al 2020**



Fuente: elaboración propia, empleando información AMM.

En el siguiente apartado se analizan, a partir de los conceptos presentados previamente, las razones que explican la disminución de inversiones para ampliar la generación y cuál es la visión a futuro de las inversiones en este sector.

3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Se mencionó previamente que la disponibilidad de infraestructura que garantice la producción de electricidad es fundamental para el desarrollo económico de un país. También se mencionó que existe una alta correlación entre la demanda de electricidad y el crecimiento del producto interno bruto, especialmente asociado a las actividades industriales y del comercio.

El problema de garantizar la oferta de energía para satisfacer la demanda, en realidad encierra dos problemas ligados entre sí: la adición de capacidad, medida en términos de potencia firme (MW) y la generación de suficiente energía (MWh).

Los precios de venta de energía, al final, son resultado de la amortización de las inversiones bajo condiciones financieras establecidas con una rentabilidad esperada y de la operación eficiente de la central generadora asociada a los costos de la energía primaria. De allí que, en el proceso de planificación de la adición de infraestructura de generación, uno de los problemas a resolver es que la oferta, a partir de las propias características de la tecnología, debe adaptarse de una manera eficiente al comportamiento de la demanda atendiendo sus características particulares.

El modelo del subsector eléctrico de Guatemala ha incentivado la participación de la inversión privada en todas las actividades del subsector eléctrico: generación, transmisión y distribución. Esta decisión ha permitido que los recursos del estado sean invertidos en otras áreas que se consideran prioritarias del quehacer gubernamental, tales como educación, justicia,

seguridad, salud. Esto no significa que el estado no pueda hacer inversiones en las actividades del subsector eléctrico, pero, de alguna manera, se ha aceptado que su participación sea complementaria a las inversiones del sector privado.

Generalmente, la demanda crece en el tiempo de una manera casi natural, no así la oferta. En el corto plazo, la producción de energía depende de la capacidad instalada y de la disponibilidad de la energía primaria. La producción de energía de las centrales renovables de acuerdo con su tecnología depende de los caudales en los ríos, de los flujos de viento, de la radiación solar, de la capacidad de almacenamiento u otros. En el caso de la biomasa, especialmente si está asociada a procesos industriales tal como ocurre con la producción de azúcar, depende de las decisiones de la producción industrial que generalmente es una actividad planificada. La producción de energía de las centrales térmicas está asociada al suministro de combustibles.

Otra de las características de la disponibilidad de potencia firme es que, en el largo plazo, puede disminuir por efecto de obsolescencia de la tecnología y también por alcanzar el final de la vida útil de las centrales generadoras. Así mismo, hay otros factores completamente externos al sector eléctrico asociados a decisiones de política internacional, tales como los pactos ambientales que pretenden reducir las emisiones de gases de efecto invernadero para mitigar el calentamiento global; por ejemplo: el Protocolo de Kioto que entró en vigor en 2005 y el Acuerdo de París que se firmó en 2015 y sustituirá al Protocolo de Kioto a partir del 2020. El Acuerdo de París ha sido ratificado por 191 países.

Cada vez hay más presión internacional para la expansión de los sistemas generadores con instalación de centrales generadoras de tecnología solar y eólica. Estas dos tecnologías tienen el inconveniente de que son altamente intermitentes, por lo que la transición hacia un sistema eléctrico con mayor

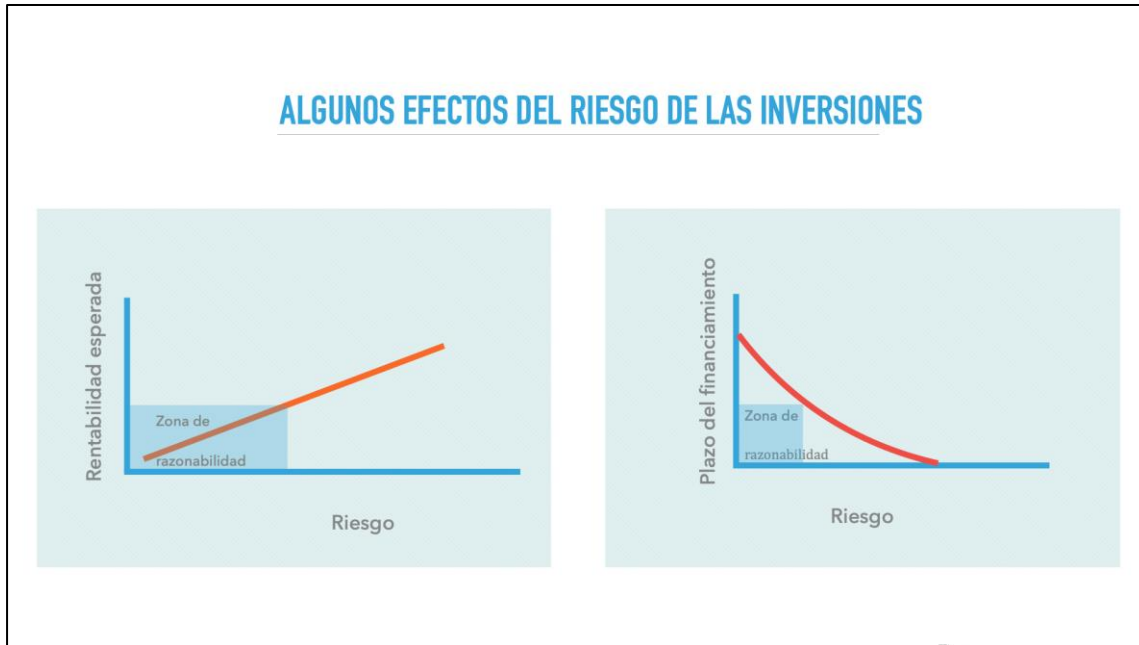
participación de éstas debiera estar acompañada por generación de base, normalmente térmica o por sistemas de almacenamiento económicamente viables.

Una característica del modelo guatemalteco es que se puede dar una disociación entre las decisiones que toman las autoridades rectoras, el MEM y la CNEE y la decisión de inversión. Como se dijo, la inversión en expansión de la generación recae principalmente en el sector privado, evidentemente como una oportunidad de hacer más rentable sus inversiones. En otras palabras, que las autoridades rectoras del subsector eléctrico planifiquen la expansión del sistema generador no implica que los inversionistas privados estén dispuestos a invertir en ella.

El sector privado ve la inversión en la generación de electricidad como una gran oportunidad de potenciar la rentabilidad financiera de su capital principalmente debido a que, las características del sector eléctrico ya mencionadas, de ser intensivo en requerimientos de capital, estable y con rentabilidad en el largo plazo, son señales económicas poderosas. No obstante, a veces los inversionistas no tiene en cuenta las características técnicas, financieras y comerciales del negocio y toman riesgos, más allá de lo que se puede considerar razonable.

Mientras más altos son los riesgos, más alto es el rendimiento esperado del capital invertido. Asimismo, las entidades financieras, ante la presencia de riesgos son más estrictas con las tasas de interés y los plazos de los financiamientos.

Figura 15. **Relación del riesgo con rentabilidad y los plazos de financiamiento**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft 365.

La planificación de la expansión de la generación de Guatemala, contenida en el Plan de Expansión Indicativo del MEM¹⁷, es un indicador importante de los entes de gobierno sobre lo que esperan dentro de las políticas del estado. La imposición de las políticas del gobierno siempre trae asociados efectos económicos que benefician o son pagados por la demanda regulada. La demanda de los grandes usuarios tiene una manera de reaccionar con decisiones propias basadas en sus análisis económicos. Evidentemente, las motivaciones del gobierno y del sector privado tienden a ser diferentes.

¹⁷ MEM, *Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2020-2050*, <https://mem.gob.gt/wp-content/uploads/2020/09/Plan-de-Expansion-Indicativo-del-Sistema-de-Generacion-2020-.pdf>. Consulta: julio 2021.

3.1. Mecanismos para adición de nueva generación

Con relación a la implementación de los planes formulados por el MEM, la ley establece límites para las acciones del gobierno, lo cual ayuda en la percepción de estabilidad jurídica en el largo plazo. Por ejemplo, se establecen los mecanismos de licitación a través de las distribuidoras para la adquisición de la energía que requieren los usuarios regulados. No obstante, es difícil conciliar la política del estado con las necesidades de los usuarios regulados, especialmente con los precios de la energía resultantes. La implementación de políticas gubernamentales tiene efectos en el largo plazo.

El análisis de viabilidad de un proyecto siempre es un tema económico que sigue ciertos estándares; aun así, existen diferencias desde la óptica de las políticas públicas y de las de los inversionistas privados. Las decisiones de inversión derivadas de la planificación de los gobiernos se basan en análisis económicos y sociales, pero la construcción y la operación de los proyectos no son necesariamente eficientes. En el caso de las inversiones del sector privado, el motor es la eficiencia financiera. Precisamente, para conjugar ambas visiones, es importante que los planes de expansión que elaboren los entes rectores (MEM-CNEE) estén basados en los análisis propios de la planificación del gobierno y que den señales claras para incentivar la inversión privada.

Las decisiones de invertir en generación tienen asociados costos importantes desde la concepción del proyecto y, una vez iniciada la construcción, las inversiones son prácticamente irreversibles. Es decir, interrumpir un proceso de desarrollo de un proyecto tiene altos costos hundidos. Pero también, terminarlo puede implicar una carga económica de largo plazo.

Como parte de los análisis en la concepción de un proyecto, los inversionistas privados deben tomar en cuenta todos los aspectos de garantía de la recuperación de las inversiones en el largo plazo. Los riesgos de operación, de mercado y regulatorios pueden derivar en altísimos costos financieros, por completo fuera de control.

Existe bastante literatura sobre los procesos de expansión de la generación realizados por entidades del Estado a partir de las decisiones centralizadas desde las entidades del gobierno. Existen mecanismos específicos para la planificación, los presupuestos, la financiación, los procesos de compra y la adjudicación de construcción, la supervisión de obras, etc. El enfoque del presente estudio se orienta hacia la inversión privada, dentro del ámbito del modelo del sector eléctrico de Guatemala.

3.1.1. Señales que motivan inversiones para adición de nueva generación

Desde la vigencia la ley, las instituciones del subsector eléctrico han implantado mecanismos muy abiertos y de consulta pública que proveen información de todo tipo y de diferentes niveles de profundidad. La información permite tener el conocimiento del funcionamiento del subsector eléctrico y facilita la decisión para invertir en él. La información que se provee es diversa:

- Sobre la demanda
- Sobre la oferta
- Sobre la operación del sistema

- Los costos operativos del sistema generador
- El resultado de los costos mayoristas
- Precios de los peajes en los sistemas de transmisión
- Valores del VAD
- Las pérdidas del sistema, en magnitud y en costo
- La caracterización de la carga en cada una de las distribuidoras
- Liquidación de compraventa en el mercado mayorista
- Otras

Definitivamente, la disponibilidad de información veraz ayuda a crear un entorno de confianza. Hay otras condiciones que facilitan y atraen el interés de invertir en el subsector eléctrico pero que en contra sensu pueden desincentivar las inversiones y, específicamente en la expansión de la generación. A continuación, se presenta una lista enumerativa de los aspectos que se consideran como señales importantes para la decisión de invertir:

- La legislación y las reglas de operación son claras y estables.
- Que existen entidades creíbles: MEM, CNEE, AMM.
- Que una vez que se cumplan las leyes generales del país. no hay limitaciones para seleccionar la tecnología, excepto la energía nuclear.

- Existencia de incentivos cuando se trata de tecnologías que utilizan recursos renovables.
- Es posible suscribir y ejecutar contratos con plazos de hasta quince años para atender la demanda regulada de las distribuidoras.
- Es posible suscribir contratos con agentes del sector eléctrico, libremente pactados entre partes, con acuerdos de funcionamiento y de precios.
- Existencia de un mercado eléctrico que es conocido, estable y que crece en función del crecimiento de la economía del país.
- Visibilidad de los costos y precios, tanto en el mercado de oportunidad como en los contratos con las distribuidoras.
- Existencia de interés de las entidades financieras locales e internacionales de apoyar el desarrollo de proyectos de generación.
- En el país existen pocas opciones de inversión equivalentes, en cuanto a magnitud y rendimiento de capital.
- Que hay muchos participantes del sector privado en diferentes actividades del sector eléctrico, lo cual consolida el mercado y hace crecer la confianza.
- Las tasas de rentabilidad pueden ser estimadas a partir de la información del mercado.
- Que es posible establecer los riesgos de las inversiones mediante un buen análisis de la información disponible.

Para estructurar un proyecto de una manera objetiva también deben tomarse en cuenta los aspectos que puedan representar riesgos para la inversión. La clasificación que se presenta a continuación es indicativa:

3.1.1.1. Riesgos estructurales

Son aquellos, externos a los proyectos, que dependen de factores y decisiones fuera del control de quien emprende una inversión. Están asociados a condiciones del propio país y la estructura del sistema eléctrico:

- **Conflictividad natural:** que puede ser derivada de intereses contrapuestos, pero que normalmente puede ser resuelta a través de una negociación o por las vías judiciales de acuerdo con las leyes del país.
- **Conflictividad creada:** generalmente obedece a intereses ideológicos o al crimen organizado que pretende que no exista presencia del estado o de empresas del sector privado. Ésta es mucho más difícil de enfrentar y requiere la presencia decidida de las entidades que forman parte del gobierno.
- **Falta de estructura de transmisión:** los proyectos, especialmente si son basados en el uso de recursos naturales se desarrollan en los sitios donde éstos están situados. La falta de un sistema de transmisión adecuado y robusto es un impedimento poderoso para la construcción de proyecto de mediana escala. Los proyectos de gran magnitud eventualmente pueden soportar la construcción de infraestructura de transmisión desde el sitio del proyecto hasta los sistemas interconectados.

- Ambientales: las normas ambientales son cada vez más estrictas y, generalmente, son dictadas como normas internacionales de obligado cumplimiento. El gobierno de Guatemala se adhiere a todos los tratados ambientales sin salvaguardas que permitan hacer una transición ordenada a niveles superiores de cumplimiento ambiental. Los tratados y pactos internacionales ya citados y otros acuerdos, tales como el Pacto Mundial imponen condiciones que afectan la ejecución de proyectos, desde estándares difíciles de cumplir, hasta limitaciones para la obtención de financiamiento. El Pacto Mundial es una iniciativa de la ONU, en la cual las organizaciones voluntariamente se comprometen a alinear sus actividades con principios universalmente aceptados en cuatro áreas transversales: derechos humanos, estándares laborales, medio ambiente y anti-corrupción
- Técnicamente, ahora es imposible construir centrales generadoras con base en combustibles fósiles, con excepción del gas natural que, por sus bajas emisiones de gases de efecto invernadero, es considerado como un combustible de transición hacia la descarbonización de los sistemas eléctricos.
- Licencias y Permisos: la construcción cualquier tipo de centrales generadoras está sujeta a la obtención de permisos y licencias. Las centrales que utilicen bienes del Estado, tales como los ríos, están sujetas a obtener una concesión para su uso. En la ley están indicados los requerimientos de licencias y permisos¹⁸. El Ministerio de Ambiente puede imponer condiciones para mitigar los impactos ambientales que sean

¹⁸ Decreto 93-96, *Ley General de Electricidad*, Artículos del 8 al 43, Diario de Centro América, 15 de noviembre 1996, volumen 25, p.742. Consulta: octubre 2021.

identificados. Las Municipalidades, con el argumento del Código Municipal¹⁹ que les dota de autonomía, imponen condiciones particulares, algunas por completo excesivas. Previo y durante su funcionamiento, las centrales generadoras deben cumplir con las normas generales emanadas de la CNEE y las reglas operativas del Administrador del Mercado Mayorista.

3.1.1.2. Riesgos propios del desarrollo de proyectos

Cuando se mencionan los riesgos inherentes a los proyectos se tiene en mente los riesgos asociados a la propia tecnología. En realidad, los riesgos van más allá, debido a que la oferta responde a la demanda y a sus características particulares. Obviar el análisis de los riesgos descritos en la sección 3.1.1.1 es una ruta segura para el fracaso. En la lista que se presenta a continuación se describen los pasos básicos que debieran seguirse para el desarrollo de cualquier proyecto:

- Diseño:
 - Establecer el mercado objetivo. Cada uno de los posibles mercados tiene sus particularidades. Puede ser el Mercado mayorista, contratos privados con clientes particulares o contratos con las distribuidoras mediante licitaciones abiertas. La normativa establece otro tipo de mercado, el de servicios complementarios que, aunque se encuentra vigente, no se ha desarrollado plenamente y, en la medida que se incrementa la penetración de

¹⁹ Decreto 12-2002, *Código Municipal*, Diario de Centro América, 9 de mayo 2002, reformado por el Decreto 22-2010, Diario de Centro América, 22 de junio 2010. Consulta: octubre 2021.

tecnologías intermitentes se hace mucho más evidente la necesidad de implantarlo.

- Análisis del recurso. Bien se trate de tecnologías basadas en recursos naturales, como de combustión de recursos no renovables, es necesario establecer sus características particulares. Por ejemplo, si se trata de energía solar, es necesario establecer la radiación, tanto en horas efectivas, como en magnitud, temperatura del sitio, régimen de lluvias, etc. En el caso de la energía eólica es fundamental establecer la magnitud de los flujos, la masa del aire, estacionalidad, etc. Para proyectos hidroeléctricos, las características de los ríos, los regímenes de lluvias, estacionalidad de los caudales, composición del suelo etc. En el caso de los proyectos a partir de la combustión de recursos no renovables, es necesario establecer la disponibilidad del recurso, la logística de abastecimiento, el régimen de impuestos, requerimientos ambientales específicos, contenido energético del recurso, características de combustión, contenido de otros materiales, como azufre, metales pesados, otros.
- Dimensionamiento del proyecto. Depende de varios factores: el mercado específico al cual se pretende satisfacer, el monto de energía primaria disponible, el espacio temporal para la construcción y puesta en servicio, el monto de la inversión, la economía de escala, entendida ésta como el tamaño óptimo para lograr la mayor rentabilidad posible.
- Estudios específicos. Hay varios tipos de estudios que deben realizarse. Alguno técnicos que dependiendo de la tecnología

deben ser muy especializados; por ejemplo, estudios profundos de las características de los suelos, especialmente para los proyectos con recursos geotérmicos o hidroeléctricas con diseños particulares como túneles, presas de embalse y otros. También se requieren análisis jurídicos específicos para establecer las condiciones contractuales de la adquisición de derechos de tierra, derechos de paso, permisos, etc. En el caso de centrales con energía renovable deben incluirse estudios relacionados con los impuestos en las diferentes etapas y los posibles incentivos fiscales.

- Selección del equipo, proveedores y logística. Con base en los estudios mencionados previamente se debe seleccionar el equipo idóneo para el tipo de central generadora que se pretende construir.
- Determinación de costos. Esta es la etapa de compilar todos los costos de las etapas previas. Es importante establecer cuáles son los costos de desarrollo de las etapas del proyecto y de los costos relacionados con la inversión. Un buen diseño es, en sí mismo, un bien con un valor propio susceptible de ser negociado.
- Elaboración de presupuestos y cronogramas de construcción. Una vez tomada la decisión de hacer la inversión es necesario determinar los desembolsos con el mayor detalle posible. No hay nada más peligroso, para un proyecto, que un presupuesto mal elaborado y un cronograma de construcción que no se cumple. La determinación del cronograma de ejecución de una obra pesa muchísimo en el análisis de recuperación de las inversiones y en la rentabilidad.

- Análisis financiero. El análisis financiero no se refiere únicamente al financiamiento y los flujos de dinero en las etapas de pre e inversión. Su enfoque principal es hacia el futuro, cómo serán amortizadas las deudas, la certeza de los costos fijos y los costos operativos, cómo se recuperará el capital, cuáles son los riesgos asociados a la cobranza, cuál puede ser la producción de energía y cómo será remunerada. Etc.
- Análisis jurídico de los contratos. El análisis de los contratos debe considerar todos los aspectos relacionados con la compraventa de la energía, el tratamiento de eventos de fuerza mayor y las condiciones económicas requeridas por los financistas.
- Construcción. En el cronograma de construcción debe establecerse, con precisión, cuáles son los puntos críticos. El seguimiento puntual del cronograma de construcción. Hoy en día, hay una gran variedad de soportes computacionales para llevar un seguimiento riguroso del proceso de construcción. La estacionalidad de las lluvias, por ejemplo, puede ser una de las complicaciones más serias en el inicio de un proyecto. Derivado de esa condición, si fuera necesario hacer rutas de acceso o grandes movimientos de tierra, el período de trabajo efectivo se acorta significativamente llevando cualquier proyecto a una condición crítica de cumplimiento de las tareas, sobre todo, porque que esta actividad normalmente se encuentra al principio del proyecto. Otro de los elementos críticos es el suministro de materiales y equipos necesarios para la construcción del proyecto. Durante la etapa de construcción una de las amenazas más fuertes es la conflictividad en las zonas de influencia del proyecto que puede llevar a la paralización de su construcción.

- **Financiamiento.** Un proyecto bien estructurado definitivamente es más fácil de financiar. Desde el punto de vista de una entidad financiera hay dos momentos críticos: a) durante la construcción, especialmente si se trata de proyectos hidroeléctricos o geotérmicos y aquellos en los cuales sea necesaria la construcción de líneas de transmisión; b) durante la operación, si cambian las reglas, si cambian las condiciones de mercado, no se alcanzan los niveles de producción esperados, la remuneración no es como originalmente se presupuestó. Para una obra en operación que no produce los ingresos y rendimientos esperados casi siempre existen mecanismos financieros que garanticen el repago de los préstamos; esto resuelve el problema de la entidad financiera, pero puede producir efectos adversos severos al inversionista.
- **Competencia del mercado.** A menos que se desarrolle un proyecto para autoconsumo o para un comprador específico, hay dos maneras de participar en el mercado: a) compitiendo por entrar en el sistema, como podría ser a través de los procesos de licitación de las distribuidoras en donde se compite por un espacio previamente determinado, con condiciones preestablecidas por la CNEE y por las propias distribuidoras; b) competir directamente en el mercado, tomando el riesgo de ser eficiente en la producción, complementado con una buena utilización de los esquemas especulativos del mercado.
- **Operativos.** Los riesgos operativos establecen una condición que podría llevar a una merma en los ingresos de la central afectando el pronóstico del flujo de caja, bajo el cual se hizo el proyecto. Podrían ser de dos tipos:

- Los asociados con la tecnología. Incluye los mantenimientos, la eficiencia, la disponibilidad de la energía primaria, la obsolescencia tecnológica
- Los asociados con la operación en el mercado. Incluye penalizaciones por indisponibilidad que pueden llevar a la reducción de su potencia firme, cargos retroactivos por desvíos de potencia, la aplicación de costos relacionados con servicios complementarios, pago de peajes del sistema de transporte, cargos del mercado local y regional. En el caso de centrales térmicas, la disponibilidad de inventarios de combustibles para la operación del sistema, aún y cuando no sean despachados, se interpreta como parte del capital de trabajo de la central. No obstante, la variación de los precios de los combustibles acarrea costos financieros relacionados que no pueden ser considerados entre los costos operativos normales, especialmente si no pueden ser declarados en los costos variables que se reportan al AMM.
- Comerciales.
 - Si el proyecto se desarrolla para participar en el mercado spot los riesgos de cobranza son mínimos, puesto que el mercado, hasta ahora, ha sido completamente líquido y todas las transacciones se han pagado en forma y plazo a través del banco liquidador cuya definición está desarrollada en la norma NCC-12 del AMM. Los riesgos, están asociados al funcionamiento del mercado. Para las centrales intermitentes, no se les reconoce oferta firme y, por lo tanto, no podrían vender la potencia instalada, sino únicamente la energía. En virtud de que los despachos se realizan de acuerdo

con reglas de optimización del costo del sistema, las centrales que utilizan recursos renovables se despachan a costos variables muy bajos, siendo remunerados con el precio spot del sistema en cada hora definido por la central generadora marginal, es decir la que tiene el costo variable más alto operando en ese momento particular. Se mencionó ya que el POE es resultado de la operación a mínimo costo, por lo tanto, hay un riesgo alto de que el POE no cubra los costos mínimos requeridos para cumplir con el flujo de caja del proyecto. En el corto plazo el riesgo es derivado de la competencia por la operación de las centrales existentes, pero en el largo plazo el riesgo está asociado con la adición de las nuevas centrales generadoras que pueden competir con mejores costos variables de operación.

- Si el proyecto se desarrolla a partir de una licitación de las distribuidoras o de un contrato con un agente privado, en el contrato que se firme se establecen las reglas comerciales: potencia garantizada, perfiles de energía que deben ser entregados, precios, plazos, formas de pago, calificación de eventos de fuerza mayor, resolución de diferendos, y en general las reglas de interpretación del contrato. Los riesgos aparecen con la incertidumbre de el cumplimiento de la fecha de inicio de la operación comercial. Como se mencionó previamente en la etapa de obtención de financiamiento y, especialmente, en la construcción pueden darse situaciones que materialmente retrasen el proyecto. Algunas situaciones podrán ser consideradas como eventos de fuerza mayor, pero otras podrían ser penalizadas con sanciones monetarias que en algunas condiciones pueden llegar a la pérdida del contrato. La otra situación que puede presentarse es el

incumplimiento en la entrega de la potencia requerida. El riesgo más severo es no poder cumplir con los perfiles comprometidos de energía. Si el incumplimiento fuera temporal, una posibilidad es tomar energía del mercado spot, pero esa energía puede tener precios mucho más altos que los precios pactados en el contrato.

- Estabilidad jurídica, vista como reglas estables, respeto a los contratos, estabilidad económica y política.

3.1.2. Instalación de generación en pequeña escala para satisfacer demanda propia

La ley establece la libertad de instalar centrales de generación sin más requisitos que el cumplimiento de las leyes generales. De tal manera, que es perfectamente posible que se hagan instalaciones de generación para satisfacer la propia demanda.

Esta puede ser para uso residencial o demanda de algún comercio²⁰ El análisis de la conveniencia de este tipo de instalaciones pasa por dos aspectos fundamentales: a) como instalaciones en lugares en donde no hay redes de distribución de electricidad o cuya capacidad es limitada; b) la conveniencia económica de proveerse energía en mejores condiciones de precio y calidad que la obtenida de los sistemas de distribución. En este caso es posible la inyección de excedentes a la red.

Enfocándose en los aspectos de conveniencia económica, el análisis es relativamente sencillo y parte de la comparación de los costos de la propia

²⁰ CNEE: *Norma Técnica para la Conexión, Operación, Control y Comercialización de la Generación Distribuida Renovable -NTGDR- y Usuarios Auto productores con Excedentes de Energía*. Marzo 2010. cnee.gob.gt, Consulta: noviembre 2021.

producción con los precios de las tarifas de las distribuidoras o las negociaciones con otros proveedores.

3.1.2.1. Consideraciones para el cálculo de rentabilidad

Una vez resuelto el tema de la capacidad necesaria, de las curvas de carga y de las posibilidades de producción de la tecnología seleccionada, el análisis es estrictamente financiero:

El costo del kWh auto producido será igual a la amortización de la inversión inicial, calculada durante la vida útil de la tecnología, con una tasa de costo de capital, en valor presente, más los costos operativos relacionados. En el análisis debiera incluirse, en caso de que la producción de energía no sea suficiente, los costos incrementales, en más o menos, de la compra de energía de la red. Este punto es importante puesto que la característica de la carga podría obligar a comprar energía bajo condiciones de contrato diferentes a los contratos que podrían firmarse si toda la energía fuera adquirida de una fuente externa (distribuidora o un comercializador).

Para el cálculo de la rentabilidad de la decisión se debieran utilizar los parámetros:

- Vida útil de la tecnología escogida. En el caso de paneles solares, lo usual es tomar una vida estimada de 10 años, pero dependerá del fabricante.
- Tasa de costo de capital, bien sea que se utilice capital propio o financiado total o parcialmente. Este es un concepto económico que calcula la relación entre la media de los recursos financieros necesarios para realizar

una inversión y el peso que cada uno de esos recursos tiene con relación a los recursos totales.

- Producción esperada de energía, tomando en cuenta la curva de decaimiento en la producción suministrada por el fabricante del equipo o a partir de estándares internacionales.
- Estimación del costo de la energía que se quiere sustituir, normalmente los precios de las tarifas de las distribuidoras o contratos con comercializadoras.

Es usual que el cálculo se haga utilizando una amortización lineal de la inversión inicial. Sin embargo, en un sentido más riguroso es importante considerar el costo del capital y el valor del dinero en el tiempo, por lo que un análisis más técnico debiera, a partir de los datos obtenidos, calcular el Valor Presente Neto Total del proyecto.

$$VPN \text{ total del proyecto} = VP \text{ proyecto} + \frac{\text{Valor Residual}}{(1 + k)^n} - \text{Inversión Inicial}$$

El factor k es el costo de capital

En esta fórmula se ha supuesto que el valor residual es cero, por haber finalizado su vida útil

$$VPN \text{ total del proyecto} = VP \text{ proyecto} - \text{Inversión Inicial}$$

De una manera muy simple, el VP proyecto corresponde al valor presente de los flujos de caja del proyecto durante el período de tiempo considerado,

calculados como la diferencia entre los precios de las tarifas de acuerdo con la estimación, para cada año, menos el costo de la energía auto producida calculada como:

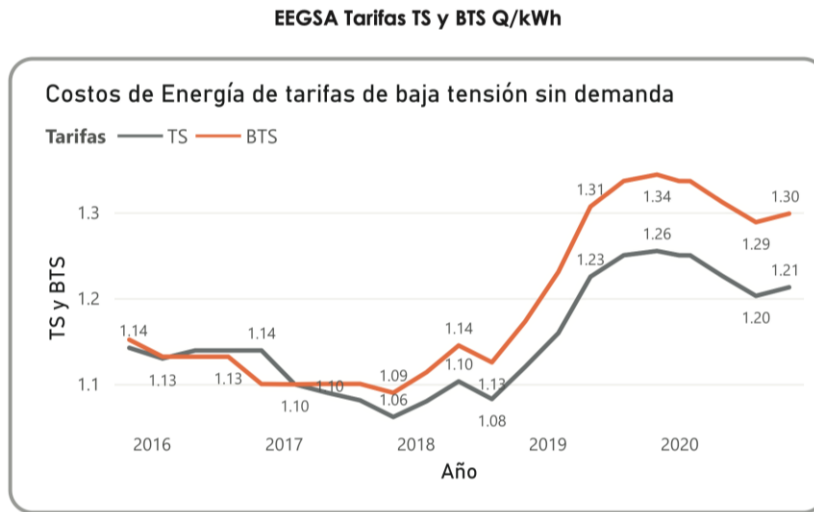
$$\text{Costo de energía autoproducida} = \frac{\text{Costo de la inversión}}{(1 + k)^n} + O\&M$$

$$\begin{aligned} VP \text{ proyecto} &= \text{Costo de la energía por tarifa} \\ &\quad - \text{Costo de energía autoproducida} \end{aligned}$$

O&M es el costo estimado de la operación y mantenimiento del año “n”

Como es de esperar, las tarifas de la electricidad no son estáticas. La CNEE, cada cinco años establece las fórmulas tarifarias para cada una de las distribuidoras y los precios son ajustados trimestralmente en función del comportamiento de las variables que la componen: los precios de la energía comprada, la variación de los precios del spot, los peajes del sistema principal, los cargos del mercado, tasas de cambio del quetzal con respecto al US dólar y de la variación de los componentes del VAD. En la Figura No. 16 se aprecia, a manera de ejemplo, la variación de los precios de las tarifas de baja tensión sin demanda de la EEGSA para varios años.

Figura 16. **Comparación del precio de tarifas (EEGSA) de baja tensión sin demanda**



Fuente: Informes de la CNEE.

En Guatemala, además de la Empresa Eléctrica de Guatemala, DEOCSA y DEORSA, que son las distribuidoras más grandes y con presencia en varios departamentos del país, existen 16 empresas eléctricas municipales cada una de las cuales tiene sus propios pliegos tarifarios²¹.

Para una correcta comparación de los costos calculados de la auto producción con las tarifas debe observarse que los precios allí presentados son en quetzales de cada año, por lo tanto, deben corregirse con las tasas de cambio para cada uno de ellos. También es importante tomar en cuenta que la tarifa final tiene varios componentes que no están asociados con la compra de la energía, sino costos relacionados con los peajes, el VAD, el alumbrado público y otras externalidades ligadas con el Mercado. Por ejemplo, tomando las tarifas de baja

²¹ CNEE. [cnee.gob.gt/pliegos tarifarios](http://cnee.gob.gt/pliegos-tarifarios). Consulta: noviembre 2021.

tensión sin demanda de EEGSA vigentes hasta el primer trimestre del 2022 el componente porcentual es:

Tabla III. **Composición del precio de las tarifas de baja tensión sin demanda, de la EEGSA**

Concepto	Peso porcentual (%)
Por energía (Q/kWh)	65.7 %
Por medición (Q)	4.9 %
Costos asociados a la transmisión	10.8 %
Valor Agregado de Distribución	18.5 %

Fuente: elaboración propia, empleando información de la CNEE.

3.1.3. Procesos en gran escala (por ejemplo, las decisiones de los ingenios)

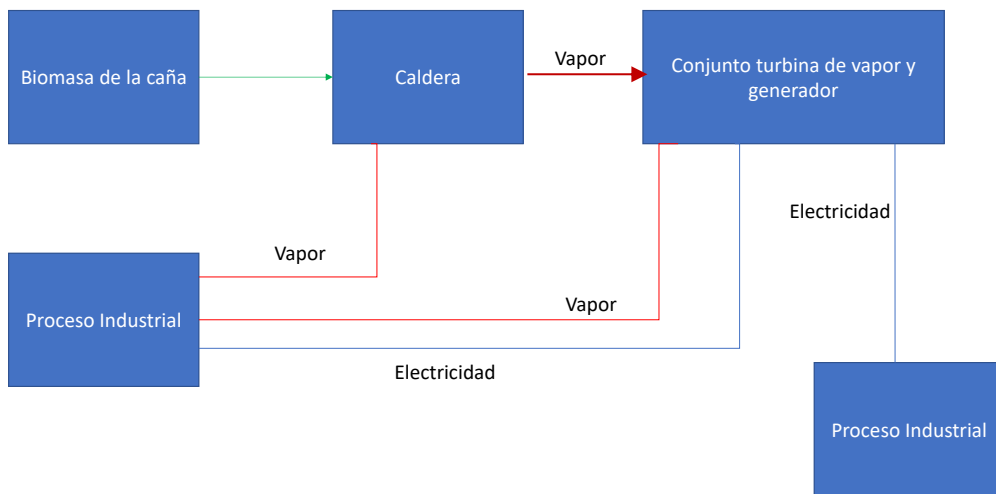
En la ley existe una sola cita de la cogeneración. En el Artículo 1 de la ley se define al cogenerador como el propietario de instalaciones de producción de electricidad que la utiliza para consumo propio y tiene excedentes para la venta a terceros. Se podría pensar que la cogeneración es un aporte marginal al sistema eléctrico, pero lo cierto es que, especialmente en la industria del azúcar, los excedentes de energía son de gran magnitud y tienen un impacto muy fuerte en la producción del sistema eléctrico nacional.

En la medida que se avanza en la tecnología de producción de caña de azúcar y en la eficiencia de la combustión de la biomasa, con calderas más eficientes de mayores presiones y temperaturas, mejor es la utilización de la biomasa y mayor la producción de electricidad. La eficiencia se ha incrementado

de aproximadamente 34 kWh por Tonelada métrica (TM) de biomasa a 100 kWh por TM. Los ingenios azucareros inicialmente utilizaban calderas con presiones de 400 a 600 libras de presión (PSI) y actualmente tienen calderas de más de mil libras de presión con temperaturas de aproximadamente 950 °F.

La capacidad instalada de los ingenios azucareros es de más de 1000 MW, de lo cuales entregan a la red aproximadamente 580 MW. Fuera de la zafra, las calderas son aptas para utilizar otros combustibles, bunker o carbón mineral.

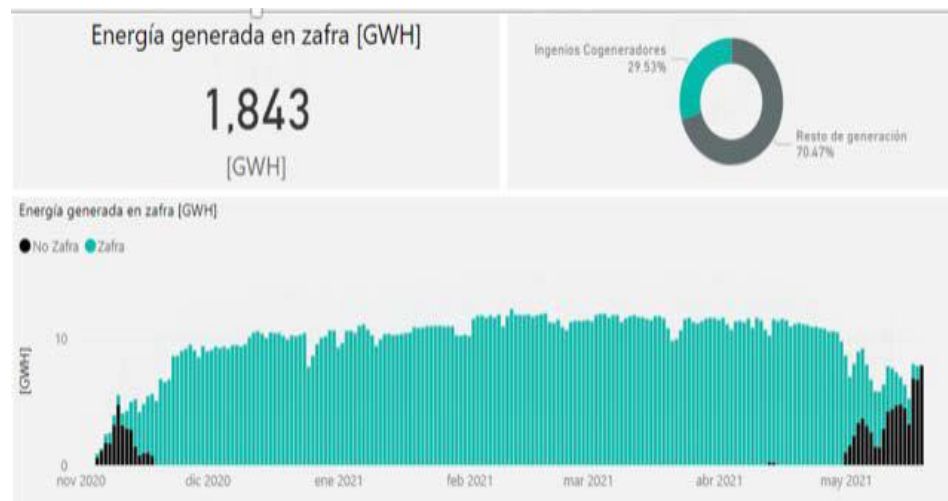
Figura 17. **Esquema simplificado de un proceso de cogeneración a partir de biomasa**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Word.

Los ingenios azucareros, además de satisfacer la demanda de sus procesos industriales durante la zafra (de noviembre a mayo) entregan al sistema aproximadamente 580 MW de potencia con un factor de planta de aproximadamente 90 %, lo cual implica un gran volumen de energía. En 2020 la energía producida durante la zafra fue aproximadamente el 30 % de la demanda de energía en Guatemala durante ese período.

Figura 18. **Generación Típica de Los Ingenios Cogeneradores en la zafra**



Fuente: Cortesía de Asociación de Cogeneradores Independientes.

Existen otras actividades agrícolas susceptibles de producir biomasa para ser utilizada para la producción de electricidad para su auto consumo y ventas de excedentes a la red, tales como la industria del arroz, la palma africana para producir aceites y otros.

3.1.4. Adición de centrales generadoras bajo riesgo del mercado

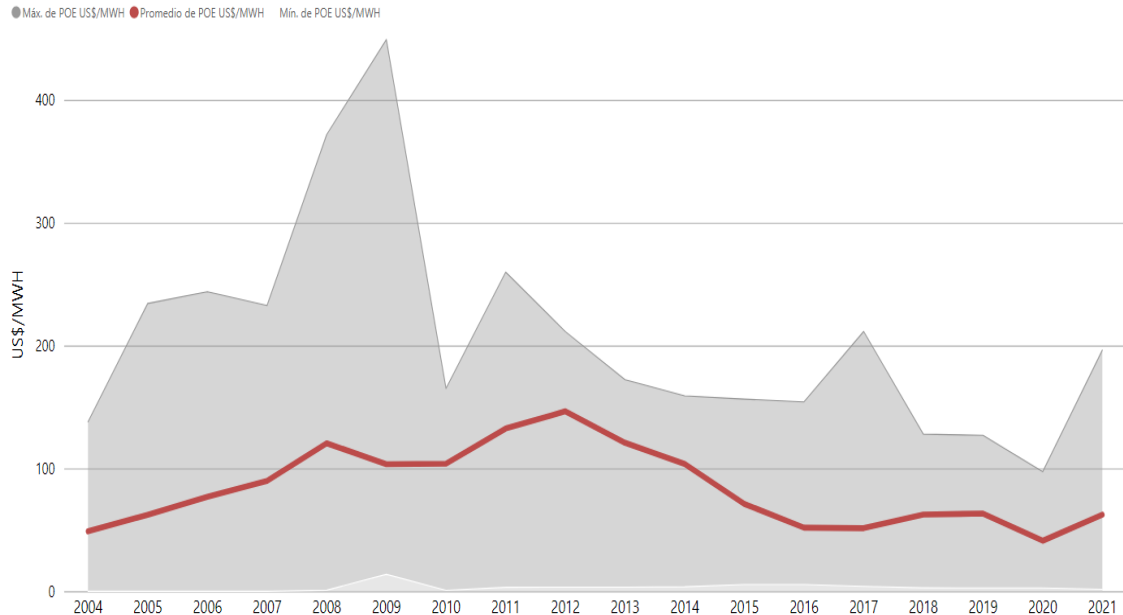
Hacer una inversión que esencialmente es de largo plazo, para especular en el mercado de electricidad que típicamente es de corto plazo, es una mala decisión.

Las ventas de electricidad deben cubrir las necesidades financieras de una central:

- Servicio de deuda: amortizaciones, intereses, seguros.
- La recuperación de las inversiones y otros costos de capital.
- Las utilidades esperadas.
- Los costos fijos: Es interesante que algunos costos que normalmente se entienden como costos operativos deban ser considerados como fijos, debido a que deben ser pagados independientemente de que la central esté despachada generando o no.
- Los costos variables de operación.

En la figura 19 puede observarse la variación del precio del spot a lo largo de los años. El área sombreada corresponde a los precios de oportunidad máximos resultantes en la operación del mercado. La línea roja es el Poe promedio.

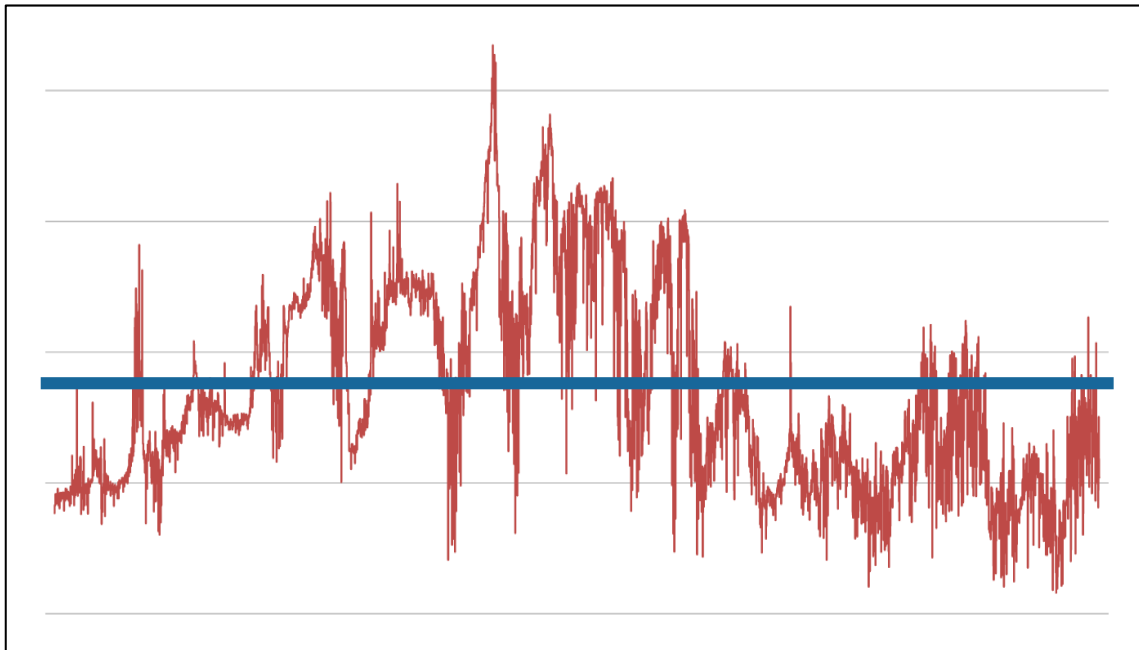
Figura 19. Comportamiento Histórico del POE



Fuente: elaboración propia, empleando información de AMM.

En la siguiente figura, se presenta la tendencia de los precios de oportunidad del mercado mayorista, hora por hora para ese mismo período. La línea horizontal representa, de una manera esquemática, la expectativa de precios monómicos necesarios para asegurar la recuperación de la inversión y las utilidades. Como puede verse, es casi imposible determinar el nivel óptimo, sobre todo porque los despachos de carga del sistema se hacen con base en declaraciones de costos variables. La norma del Administrador del Mercado Mayorista NCC-01 establece las variables que pueden incluirse en dicha declaración. Los costos variables, por principio, se refieren específicamente a los costos de operación y, por lo tanto, no tienen incluido ningún componente asociado con la recuperación del capital.

Figura 20. **Representación de las variaciones del POE**



Fuente: elaboración propia, empleando información de AMM.

Los compromisos de compraventa en el mercado generalmente son de corto plazo y no alcanzan a garantizar el financiamiento ni la recuperación de las inversiones.

En la figura 20 se puede apreciar la reducción en el POE (en el área sombreada), que se produce por la adición de la generación contratada en los procesos de licitación de las distribuidoras.

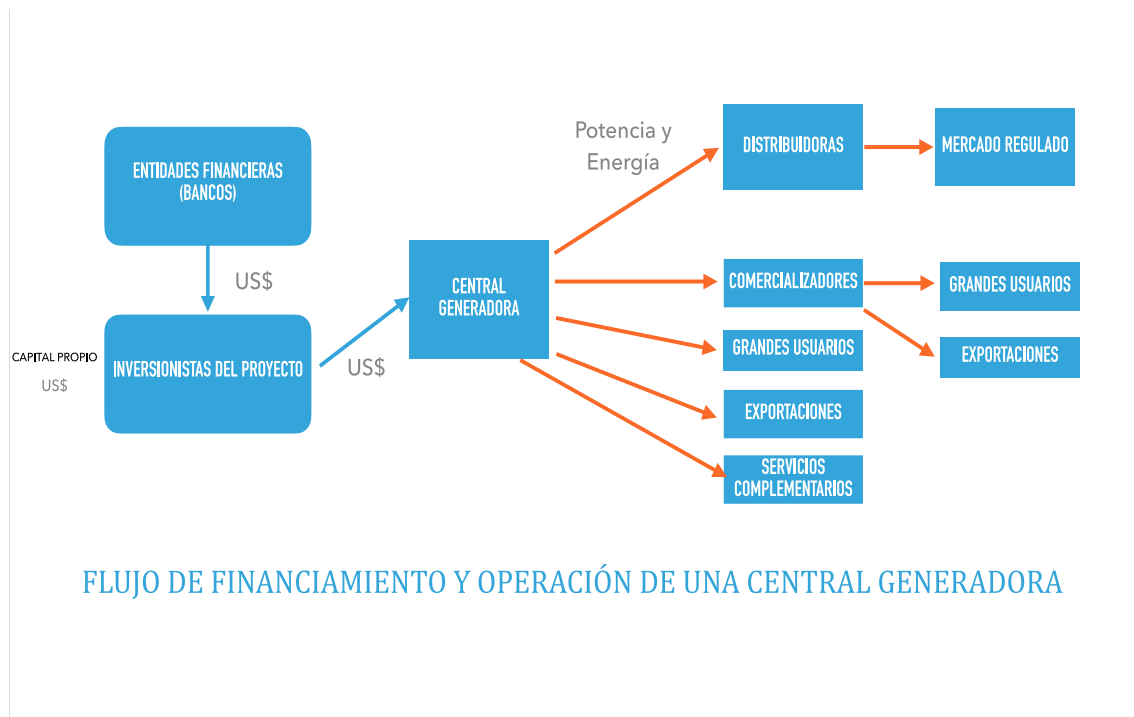
Desde el punto del negocio de la venta de electricidad se pueden presentar dos situaciones:

- Las centrales generadoras con base en energía solar y eólica no tiene oferta firme eficiente (OFE) y, por lo tanto, hasta ahora, no pueden vender la potencia que normalmente se asocia con la recuperación de las inversiones. En todo caso, son tomadores de los precios del POE calculado para cada hora. El riesgo de que el POE no cubra sus necesidades es enorme, especialmente en el largo plazo.
- Las centrales térmicas, normalmente pueden tener OFE y firmar contratos por la potencia firme, no obstante, están sujetos a la competencia de precios. En el 2021, los precios de la potencia en el mercado son menores que US\$ 3.00, lo cual no alcanza para pagar las inversiones. El otro riesgo es que las centrales térmicas sean las que marginen el POE, con lo cual únicamente podrían recibir sus costos variables asociados a la producción de la energía.

En los casos descritos las condiciones de riesgo evidentemente no incentivan las inversiones tomando riesgos del mercado.

Ahora bien, es posible que haya centrales que fueron construidas bajo el amparo de un contrato de largo plazo que llegó a su fin. La vida útil de la central trasciende al plazo del contrato y, por lo tanto, en teoría, esa central podría competir en el mercado; sin embargo, con los precios actuales de la potencia, parece imposible. Más bien, el no tener contratos firmes estimula el retiro de dichas centrales del sistema eléctrico nacional. Los problemas son que se pierde potencia firme y generación de energía en la base.

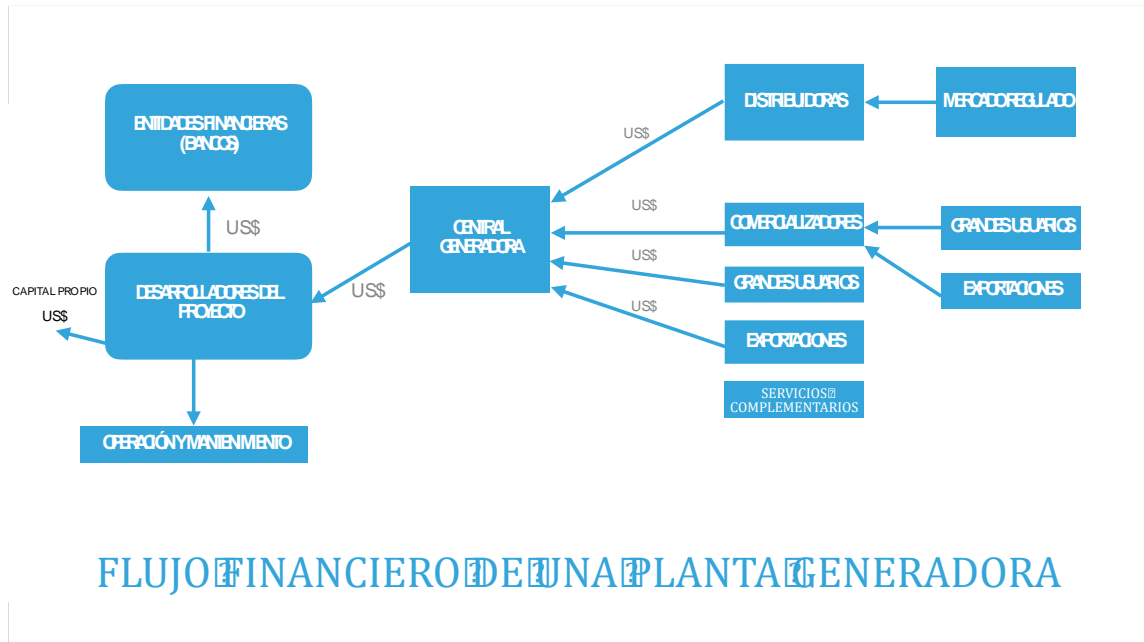
Figura 21. **Esquema del Financiamiento y Posible Mercado para la Energía de Una Central Generadora**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

En la figura 21 se presenta un esquema que es válido para cualquier proyecto de generación, del flujo de financiamiento para la construcción de una central generadora y los posibles mercados a los cuales se puede vender la energía. En la figura 22 se muestra el flujo de caja resultante de las ventas. Es visible la condición de riesgo que representa la interrupción, tanto de las asignaciones de energía, lo cual indicaría falta de clientes para la venta de la energía y, el riesgo de la interrupción del flujo, que se originaría con el impago de la energía entregada.

Figura 22. Flujo de caja de la operación de una central generadora



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

3.1.5. Implementación de los planes de expansión del MEM

Está muy claro que la única manera de garantizar inversiones en nuevas centrales de generación es a través de contratos de largo plazo. Estos podrían ser con comercializadores o grandes usuarios, pero está visto que ninguno de los dos grupos de agentes firma contratos de largo plazo que permitan la tranquilidad de recuperar las inversiones de los generadores. Por lo tanto, el mecanismo que puede funcionar es el de las licitaciones de largo plazo de las distribuidoras.

Para materializar los procesos de licitación, la CNEE emite los TDR con los cuales las distribuidoras realizan sus licitaciones. Tanto los TDR como las bases de licitación se basan en los planes del MEM desarrollados en los reglamentos

de la ley y del AMM. En 2007 se introdujeron modificaciones a los reglamentos de la ley relacionados con mecanismos para garantizar, mediante las compras de energía de las distribuidoras, la expansión del sistema generador. Este mecanismo ha funcionado como garantía financiera para nuevas inversiones. Sin embargo, adolece de algunos problemas que se mencionan a continuación.

La ley establece que las distribuidoras están obligadas a tener contratos vigentes con empresas generadoras que les garanticen su requerimiento total de potencia y energía para el año en curso y el siguiente año calendario, como mínimo. Para las distribuidoras, tener contratos vigentes de largo plazo implica ciertos riesgos derivados de las características que fueron fijadas en la ley:

- El negocio de las distribuidoras es la administración de las redes de distribución. En las compras de energía actúan como intermediarios entre los productores y los consumidores regulados. La garantía que las distribuidoras pueden ofrecer a los generadores es la recaudación de las ventas a los consumidores regulados. Nunca se considera que deba ser su propio capital.
- No existen áreas de concesión garantizadas. La ley reconoce el concepto de *zona autorizada* sin exclusividad de la prestación del servicio de distribución.
- El límite inferior para ser considerado como gran usuario, actualmente, es 100 kW-mes. Los grandes usuarios tienen libertad para negociar sus compras de energía con comercializados y generadores, fijando las características del consumo, los precios y otras condiciones. El límite de gran usuario puede ser modificado por el MEM, con lo cual al reducirlo podría existir una migración de los usuarios regulados hacia el mercado

libre. Esto ocurrió al inicio de vigencia de la ley y, como consecuencia, las distribuidoras se quedaron con la responsabilidad de contratos preexistentes a la vigencia de la ley sin tener la demanda correspondiente. Este tema fue resuelto de conformidad con el Artículo 40 del RAMM, en el cual se estableció la transitoriedad de dichos contratos.

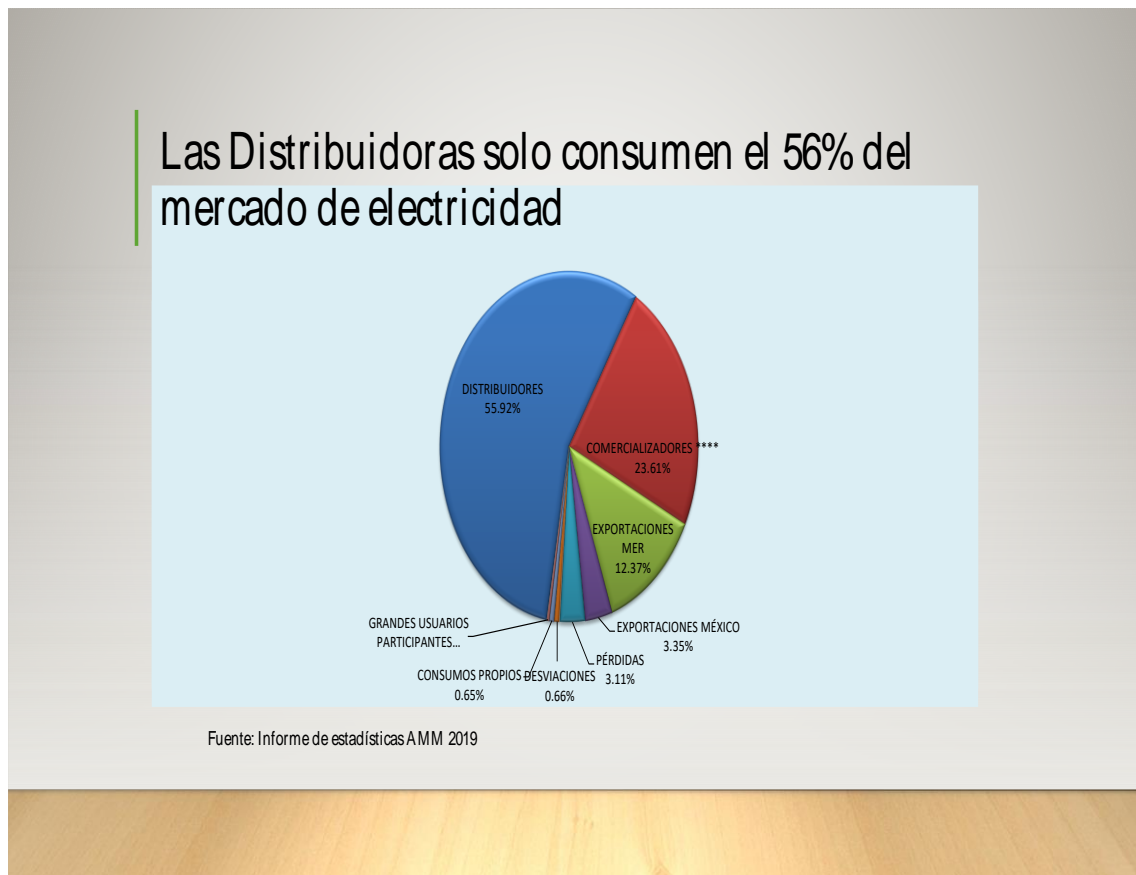
- Las curvas de carga de cada una de las distribuidoras son diferentes y dependen de las características del consumo de sus usuarios. El costo monómico de la energía se obtiene al sumar el precio de la potencia (\$por kW-mes) dividido entre el consumo de energía en un mes, más el costo de la energía (\$/kWh). Evidentemente, el costo monómico por kWh es mayor en la medida que el factor de carga es menor.

Los términos de referencia de las licitaciones han ido cambiando en el tiempo. En un principio, las licitaciones se hicieron para adquirir la potencia y la energía necesaria para cubrir las curvas de carga de las distribuidoras. Se puede considerar que los procesos han sido exitosos en la medida que incentivaron la instalación de nueva generación. También produjeron una diversificación de la matriz energética. Una pregunta importante es ¿dicha diversificación ha sido eficiente desde el punto de vista de los costos trasladados a las tarifas de los consumidores regulados?

Las licitaciones, además de cubrir la demanda de los consumidores regulados funcionan como mecanismo de garantía para la atracción de nuevas inversiones en generación. En el análisis es importante tener en cuenta que las distribuidoras son responsables de menos del 60 % de la demanda de electricidad en Guatemala, el resto son demandas de grandes usuarios o de exportaciones de energía. No parece congruente que la demanda regulada

garantice la expansión de la generación para atender las necesidades de la totalidad de la demanda, incluyendo las exportaciones.

Figura 23. **Distribución del consumo de electricidad**

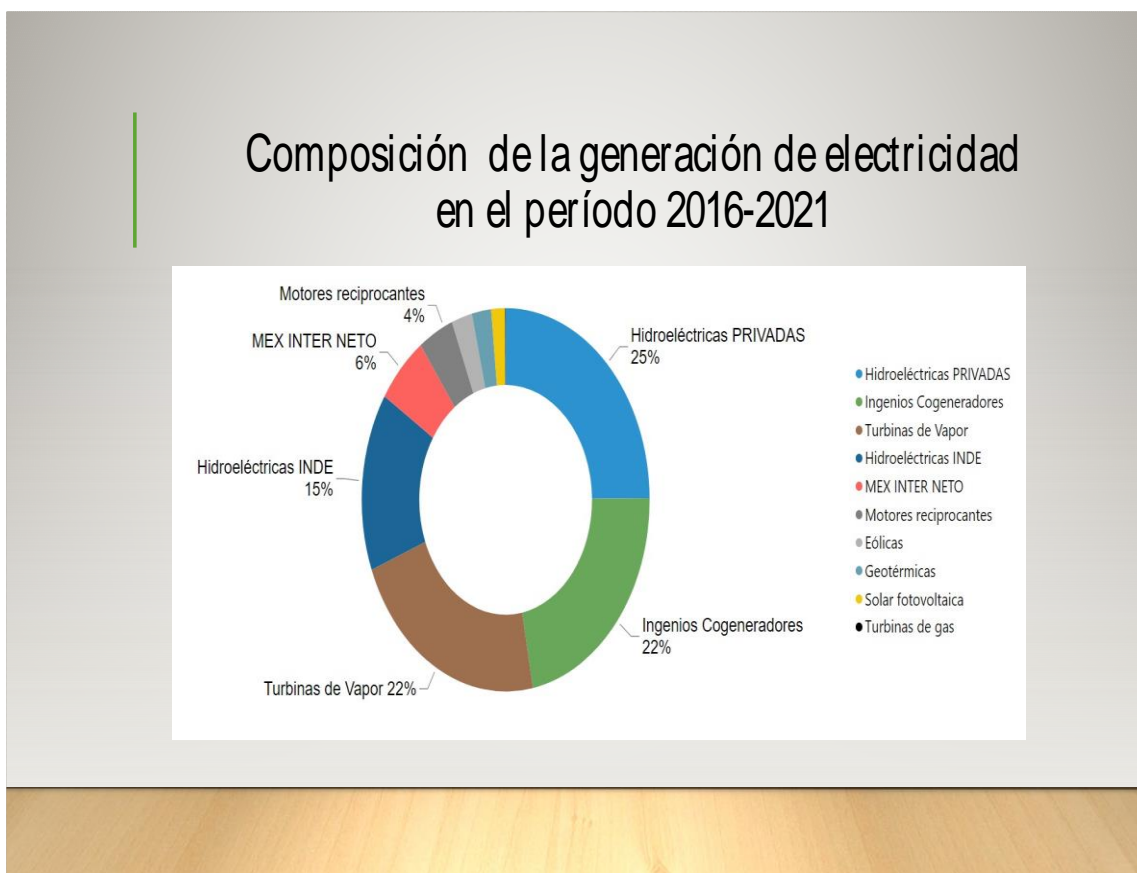


Fuente: Informe estadístico del AMM, 2019.

A través de las licitaciones se está tratando de alcanzar las metas comprometidas con organismos internacionales en cuanto a la promoción y utilización de energías renovables. El tema es cuestionable. Revisando las estadísticas operativas se puede comprobar que la matriz de producción de

energía eléctrica de Guatemala tiene ya un componente mayor al 65 % de energías renovables.

Figura 24. **Composición de la Generación de Electricidad por Tecnología. Período 2016-2021**

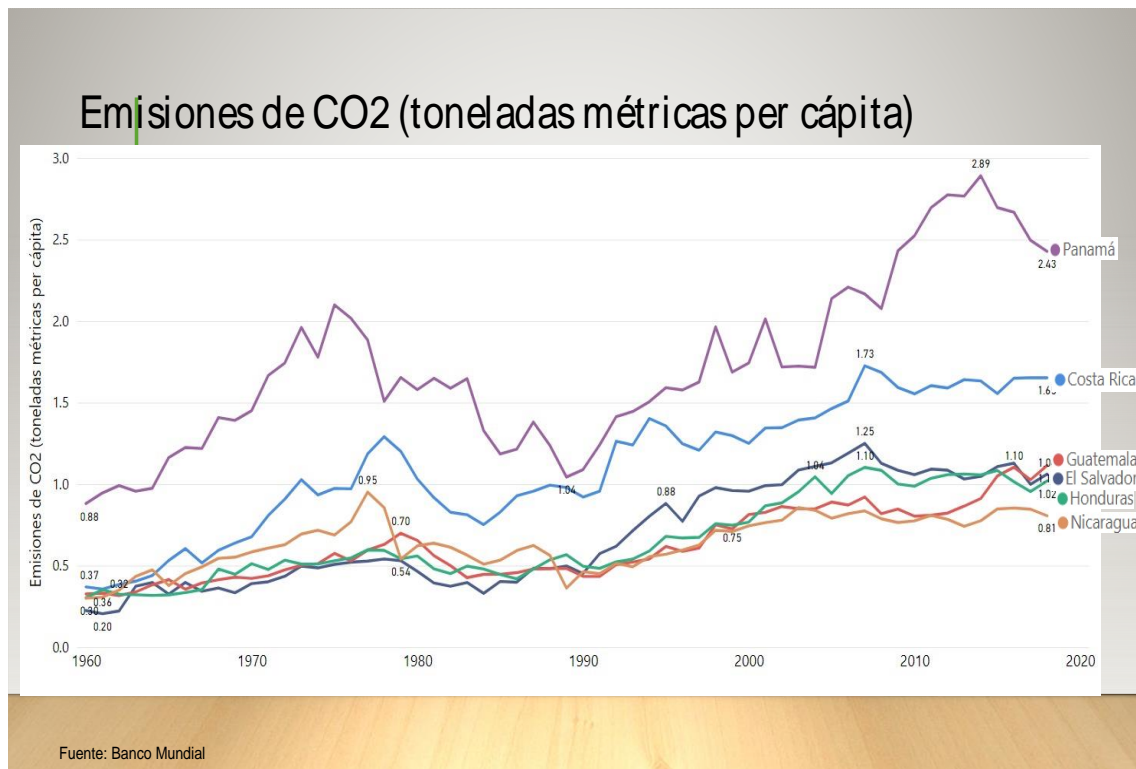


Fuente: elaboración propia, empleando información de AMM.

El otro argumento, de limitar las emisiones de CO₂, parece demasiado drástico si consideramos que, de acuerdo con la información del Banco Mundial, Guatemala es uno de los menores emisores per cápita de dichos gases en

américa Latina. En realidad, por debajo de Costa Rica que a nivel mundial es considerado amigable con el ambiente.

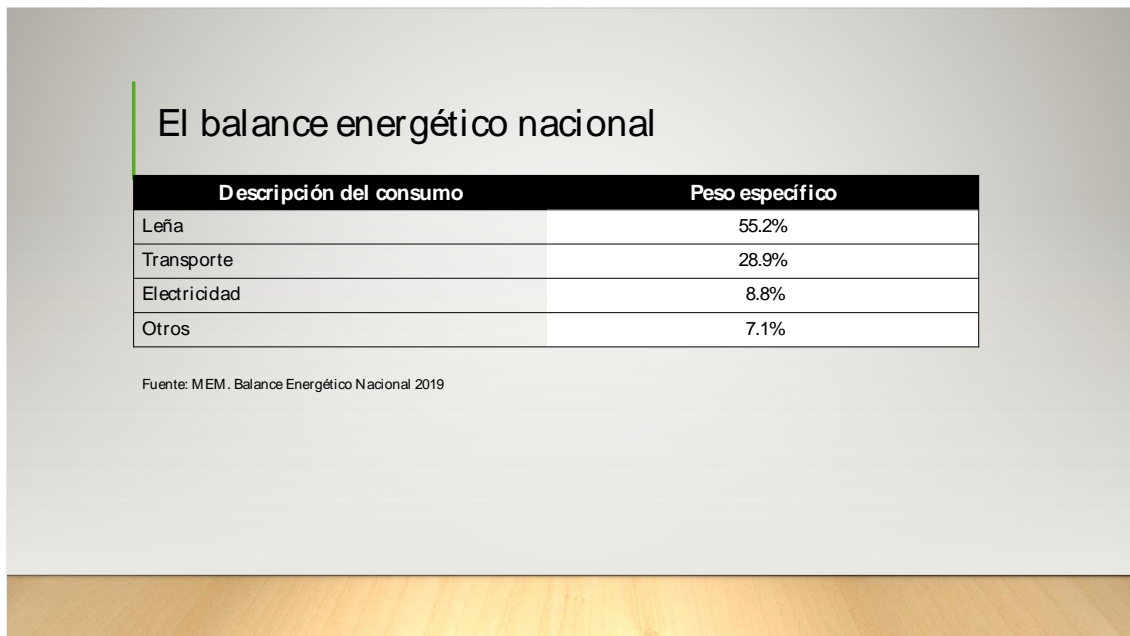
Figura 25. **Emisiones de CO² Países de Centroamérica**



Fuente: Informes del Banco Mundial 2018.

Es un hecho que la composición del balance energético nacional, la electricidad pesa menos del 9 % y la generación es 65 % renovable. Evidentemente, siempre se puede mejorar las condiciones, pero la gran pregunta es ¿a qué costo? ¿la sociedad es capaz y está de acuerdo en pagar dicho costo?

Figura 26. **Composición del Consumo Nacional de Energía**



Fuente: elaboración propia, empleando información del MEM.

La CNEE, con base en lo estipulado en el Artículo 65 bis del RLGE que establece el procedimiento para adicionar nueva generación elabora los términos de referencia tomando en cuenta las necesidades de los Distribuidores y el Plan de Expansión Indicativo de Generación elaborado por El Ministerio de Energía y Minas, de acuerdo con lo establecido en el artículo 15 Bis del RAMM.

En la figura 27 se presenta un resumen de los objetivos de las licitaciones, establecidas por la ley y el RLGE.

A pesar de que la demanda de las distribuidoras es menor que el 60 % de la demanda nacional, claramente la política energética se orienta a que la demanda regulada a través de las distribuidoras garantice las inversiones de largo plazo para la expansión de la generación.

Figura 27. **Objetivos de las licitaciones establecidos en la ley y su reglamento**

Los objetivos establecidos en la LGE y las adiciones en el Reglamento de la Ley General

Prioridad	Regulado en ley General Electricidad	Adicionado en el RLGE (Artículo 65 Bis)
1	Garantizar el suministro de la demanda regulada por los siguientes dos años	El plazo de los contratos resultantes del proceso de licitación debe considerar un período de construcción y un período de operación de hasta 15 años desde el inicio de la operación comercial. El plazo es improrrogable
2	La licitación como mecanismo para obtener las mejores condiciones de suministro, técnicas y económicas para los consumidores regulados	La licitación debe efectuarse con un mínimo de 5 años de anticipación y la entrega de las ofertas será en un plazo entre 6 y 12 meses.
3	El costo de adquisición de la energía es trasladado íntegramente a tarifas reguladas	Las distribuidoras podrán vender sus excedentes en el Mercado Mayorista o en el Mercado Regional

Fuente: Elaboración propia, empleando información de la LGE y sus reglamentos.

En un principio, las licitaciones se hicieron para la compra de potencia y energía asociada. En virtud de que la adición de potencia es en bloques anuales y la demanda de energía es creciente en el tiempo, los contratos de las centrales generadoras normalmente tienen excedentes de energía que son colocados automáticamente en el mercado. El resultado es que estas adiciones de generación reducen el POE y la energía excedentaria es tomada por otros agentes a precios del spot, pero los pagos de potencia contratada permanecen como responsabilidad de la demanda regulada. Esto produce que las tarifas reguladas se incrementen, mientras los precios del spot se reducen. Esta situación produce mucho estrés por las diferencias crecientes entre los costos de la energía.

Las modificaciones a los reglamentos elaboradas en el 2007 trataron de resolver este problema a través de un agregado en el artículo 65 Bis del RAMM: “Cuando derivado de los contratos suscritos como resultado de las licitaciones establecidas en este artículo existan excedentes de potencia y energía, estos podrán ser comercializados por los Distribuidores contratantes, en el Mercado Mayorista o en el Mercado Regional”. En una interpretación de este párrafo, la CNEE autorizó que los excedentes de energía que sea tomada por otros agentes tengan un cargo proporcional del pago por la capacidad contratada.

A lo largo del tiempo, en los términos de referencia se han agregado otras decisiones que distorsionan el espíritu de las licitaciones para agregar la demanda que satisfaga las necesidades de la demanda regulada. Estas decisiones, no han contribuido necesariamente a comprar energía con mejores precios. Puede tenerse una comparación de los precios de la energía en los cuadros del Anexo 2. que claramente deja ver que los precios asignados se volvieron una especie de privilegio por tipos de tecnología, en desmedro de las finanzas de los usuarios regulados:

- Se separó la compra de potencia y de la energía como dos productos distintos, comerciados bajo condiciones diferentes.
- Se permite, mediante de una forma contractual (NCC-13) que las distribuidoras puedan especular con compras de energía en el mercado mayorista.
- Se asignaron cupos para diferentes tecnologías.
- Se creó la figura de oferta virtual que se ha utilizado como parámetro para asignar los contratos, con precios diferentes para diferentes tecnologías.

- Se incorporó un mecanismo de subasta inversa para calificar las ofertas.
- Se creó un vínculo dependiente entre los generadores, los distribuidores y la CNEE.
- Se permite que las GDR, cuyo concepto es de estar conectadas en redes de distribución, puedan participar en el Mercado Mayorista mediante una figura de “participantes”, con lo cual se les permite especular en el mercado mayorista.

3.2. Resumen de los conceptos descritos

Es evidente que, hasta ahora, el modelo del sector eléctrico ha sido atractivo para las inversiones por las razones que ya se expusieron. Sin embargo, luego de las adiciones de capacidad que derivan de la última licitación de largo plazo (PEG) que se realizó en 2013, no ha habido inversiones en la expansión del sistema generador. El otro problema, que no es menor, es que el sistema ha incrementado su factor de carga anual mientras que la oferta ha disminuido los factores de planta; es decir, cada vez la demanda requiere más energía (kWh) en función de la demanda máxima, mientras que la oferta es de potencia con menor capacidad de producir energía, bien sea por efectos estacionales o por las características de la energía primaria seleccionada. En el estricto sentido económico el excedente de capacidad instalada no es económicamente eficiente. Actualmente hay instalados proximadamente 4000 MW para una demanda máxima de 1800 MW. Esta relación, definitivamente, no puede ser eficiente.

Las dos razones expuestas, de alguna manera están asociadas a los procesos de licitación de largo plazo. Sin embargo, se expuso que las licitaciones no son el único mecanismo para la adición de nueva generación. A continuación,

se resumen las condiciones que podrían estar dificultando la expansión de la generación bajo condiciones diferentes:

3.2.1. En general

- La sociedad debe entender que el sector eléctrico tiene sus particularidades y que los proyectos se enfocan de acuerdo con ellas y que todas las decisiones sean privadas o de los entes gubernamentales tienen efectos económicos.
- Los inversionistas en el sector eléctrico requieren estabilidad y certeza jurídica en largo plazo.
- La transparencia en todas las acciones genera confianza.
- La visión de largo plazo es fundamental.
- El gobierno debe resolver los temas que generan conflictividad.
- Desde hace algunos años las inversiones en nueva generación han sido marginales
- Muchas centrales que obtuvieron contratos en los procesos de licitación no pudieron ser construidas por los altos niveles de conflictividad.

3.2.2. En la decisión de inversión privada:

- Generalmente se confunde el punto de vista del proyecto con el punto de vista del inversionista.

- Hay mucha deficiencia en los procesos de prefactibilidad y de diseño.
- No existe claridad en el mercado objetivo.
- No existe claridad en la relación de proyectos energéticos y la rentabilidad de las inversiones.
- Se confunde la operación en el corto plazo y la visión de largo plazo.
- No se tiene claro que la función objetivo del despacho económico del AMM es minimizar los costos operativos y que el precio del spot es un resultado.
- No existe claridad de que los precios del spot varían en función de los costos variables declarados por los agentes generadores y que son despachados en un orden de mérito del menor costo al mayor, considerando sus características técnicas de funcionamiento.
- Se ha observado que hay dificultades para que algunas centrales generadoras puedan cumplir con la amortización de sus financiamientos. Esto agrega incertidumbre y encarece el financiamiento de nuevas centrales.
- Los mecanismos de mercado expulsan a las centrales que no son eficientes y no hay una calificación de que puedan ser necesarias como reserva.

3.2.3. Proceso de licitaciones

- Las licitaciones son un mecanismo de competencia entre generadores, establecidas en la ley para garantizar el suministro de potencia y energía (cubrimiento de la curva de carga de las distribuidoras) en las mejores condiciones técnicas y económicas para la demanda regulada. El costo de la compra de la electricidad es trasladado íntegramente a las tarifas de los consumidores finales.
- La demanda de las distribuidoras es menor al 60 % de la demanda nacional. El uso de las licitaciones para promover la política energética del MEM puede provocar un incremento en los costos de las tarifas de los consumidores regulados.
- Las licitaciones con cuotas por tecnologías o que discrimine el precio, no por competencia sino por promoción de las tecnologías, limitan la competencia en la calidad y los precios.
- Las tecnologías renovables intermitentes, por sí solas, no pueden llenar las expectativas de cubrir las curvas de la demanda de las distribuidoras debido a que dependen de la energía primaria que no puede ser controlada. Se ha demostrado que esa política termina en la necesidad de sobre-contratar la potencia que, finalmente, termina siendo pagada por la demanda.
- Los proyectos con tecnologías intermitentes no mejoran los precios de compra de la electricidad debido a que su capacidad de producir electricidad es limitada. El flujo de inversiones esperado es, principalmente, para compra de tecnología no producida en el país con lo

cual el aporte directo a la economía es limitado. La generación de empleo también es limitada, muy especializada y no permanente.

- Se deben mejorar los estudios de pronósticos de crecimiento de la demanda de las distribuidoras. Las distribuidoras no debieran contratar más potencia y energía de la necesaria para cubrir sus curvas de carga.
- En las licitaciones se debe garantizar la cobertura de las curvas de carga de las distribuidoras (potencia y energía). Las distribuidoras no debieran especular con compras de energía en el mercado de oportunidad.
- Las GDR no debieran participar en el mercado mayorista. Si lo consideran necesario las distribuidoras podrían realizar licitaciones de GDR para el cubrimiento de demandas locales en su red de distribución.
- Los precios SPOT resultan de la operación de corto plazo en el mercado, que es altamente especulativo. Los precios de las licitaciones están regulados de acuerdo con las bases de la licitación y son compromisos de largo plazo. Por lo tanto, no se deben confundir los precios del mercado mayorista con los precios que resulten de las licitaciones de las distribuidoras.
- Las licitaciones debieran promover una competencia abierta, sin cuotas por tecnologías, respetando el esfuerzo de los oferentes para preparar sus propuestas. Debe volverse al mecanismo de entregar una propuesta técnica y una propuesta económica. La calificación de las ofertas debe ser pública y transparente.
 - Los contratos que se firmen entre las distribuidoras y los suministradores deben ser balanceados.

4. PLANTEAMIENTO DE SOLUCIÓN. VISIÓN A FUTURO

La energía eléctrica cumple con dos roles importantes: a) como un bien de consumo que puede ser utilizada para uso residencial, para usos comerciales, para prestación de servicios o ser materia prima de procesos industriales; b) Puede ser un bien comerciable. En ese doble rol, debe existir un equilibrio que permita que crezca la oferta para satisfacer la demanda con las características que requiere y un balance de riesgos adecuado que motive la inversión privada.

El reto para garantizar la estabilidad en el largo plazo, con eficiencia económica, es que la sociedad en su conjunto, acompañada por las decisiones del gobierno a través de las instituciones encargadas definidas de acuerdo con la ley, tenga claros los temas básicos involucrados en el desarrollo del sector eléctrico y se tomen las decisiones adecuadas y oportunas. “La eficiencia económica se da cuando se produce y se consume la cantidad socialmente óptima de todos los bienes y servicios.”²²

4.1. Información y educación (decisiones de inversión)

Las inversiones individuales en la autoproducción residencial y comercial debiesen ser bien analizadas desde la perspectiva de la inversión inicial y del funcionamiento de las instalaciones.

4.1.1. En el caso de la demanda residencial,

²² BERNANKE, Ben y FRANK, Robert, *Principios de Economía*, Mc Graw Hill, tercera edición, 2007, p G-4.

Se debe tener en cuenta que la demanda generalmente no es coincidente con la oferta, por lo cual es necesario resolver esta aparente contradicción. En principio hay dos opciones: incluir en el equipamiento un sistema de almacenamiento de energía que permita utilizarla en los horarios en que realmente se necesita y la otra es, mediante los mecanismos que permite la regulación del subsector eléctrico, entregarla a la red para utilizarla posteriormente. Ambas soluciones tienen costos asociados, la primera desde la inversión y la segunda por el pago de los costos asociados a la utilización de la red y la compra de la energía faltante. La obsolescencia también es un tema importante.

4.1.2. En el caso de la demanda comercial o industrial,

Además de que pueden tener el mismo problema mencionado previamente, tiene asociado el requerimiento de la capacidad instalada. Es necesario considerar la carga instantánea de arranques de motores y otros equipos, puesto que en los arranques directos la corriente puede ser mayor a tres veces la corriente nominal. Aunque siempre es posible construir instalaciones que permitan cubrir parcialmente la demanda y comprar el resto de la distribuidora. En el caso de la utilización de energía solar, también es importante considerar la necesidad de contar con áreas de terreno suficientes que, por cierto, en áreas urbanas es escasa y costosa. En cualquier caso, todas estas situaciones debieran ser analizadas previamente a tomar la decisión de inversión.

4.2. Inversiones a riesgo

Por las características que ya fueron mencionadas, de alto riesgo asociadas al funcionamiento del mercado y a la obtención de financiamiento, no se

considera que las inversiones a riesgo sean una buena opción para la expansión de la generación.

4.3. Fortalecimiento del mecanismo de las licitaciones:

Las licitaciones de largo plazo, tal como ya se mencionó son un mecanismo potente para atraer las inversiones para la expansión de la generación. En el proceso se debiera tener claridad de los temas siguientes:

- Es importante tener la claridad de que las licitaciones se deben hacer para atender la demanda regulada y, así mismo, debieran reflejar un mecanismo de garantía financiera para las inversiones. Se mencionó que la demanda regulada es menor que el 60 % de la demanda nacional y con tendencias a disminuir. Por lo tanto, no se ve conveniente que el mecanismo de licitaciones sirva para garantizar todas las inversiones que se requieren en el país mientras no exista un mecanismo adecuado que permita que la demanda regulada y la demanda libre compartan los costos de la capacidad instalada y la energía, en función de la cantidad que cada uno pueda tomar. Este problema fue identificado previo a las modificaciones hechas a los reglamentos de la ley en 2007; sin embargo, el mecanismo establecido en el artículo 50Bis del RAMM y los reglamentos operativos aprobados por la CNEE, definitivamente no han funcionado adecuadamente. Podrían pensarse en modificar los reglamentos para permitir que las distribuidoras puedan, efectivamente, vender sus excedentes del potencia y energía tal como lo establece el artículo 65 Bis del RAMM.
- Segundo, que la adquisición de la potencia y la energía asociada que se requieran en la licitación deben acoplarse lo más posible a las curvas de

carga de la demanda regulada. Esto incluye que la selección de la tecnología debe ser acorde a las necesidades de la demanda. El mercado mayorista debiera volver a su concepto original de ser un mercado de cierre para los desvíos en la generación y no como ha derivado a un mercado primario, claramente especulativo.

- Los procesos de licitación, además de asegurar el suministro de electricidad, pueden ayudar a disminuir los precios de compra de la energía para los usuarios regulados, pero también para los participantes en el mercado mayorista.
- Las licitaciones debieran cumplir con los enunciados de la ley que establecen como finalidad la cobertura de los requerimientos de potencia y energía de los consumidores regulados y las mejores condiciones de precio. Por lo tanto, debieran reflejar una competencia abierta que permita cumplir con este mandato de la ley.
- En los requerimientos de tecnología, debiera incluirse todos los aspectos relacionados con los parámetros de calidad y desempeño. Es decir, que las ofertas para satisfacer la demanda debieran incluir todos los costos relacionados con la variabilidad de la tecnología y las reservas. La planificación de la expansión de la generación debiera considerar que la matriz energética de Guatemala es diversa y bastante balanceada. Entender que la transición hacia la descarbonización requiere energía de base. Económicamente tiene sentido aprovechar la energía de base que ya existe en Guatemala.

Internacionalmente se está viendo el gas natural, desde el punto de vista ambiental, como la mejor opción para acompañar el proceso de transición hacia

un uso mayor de energías renovables. Aún hay mucha discusión sobre el impacto económico que puede tener esta decisión. Definitivamente se puede reflejar como un incremento de los precios de la electricidad y, eventualmente, llevar a problemas de suministro asociados a la disponibilidad de gas y de los recursos primarios de estas energías renovables. Si esta fuera una decisión de política de gobierno, debiera estar claro:

Que el gas es barato únicamente en los países en donde se explota. Las mayores reservas se encuentran en países del medio oriente, en la antigua Unión Soviética, en los Estados Unidos de Norte América y, eventualmente en Venezuela (la explotación es limitada).

- Que en el comercio de gas incide mucho el tema de economía de escala, en la licuefacción, en el transporte y la regasificación.
- Que el traslado del gas natural entre los países productores y los países consumidores se puede hacer a través de la construcción de largos gasoductos o utilizando buques metaneros, previo proceso de licuefacción.
- Si bien, la tecnología ha avanzado de una manera acelerada, se requiere un mínimo de capacidad instalada para generación y una logística bastante sofisticada para su reconversión. Por ejemplo, en las centrales generadoras que se instalan en Centroamérica la capacidad mínima es superior a los 300 MW.
- El proceso de licuefacción para el transporte y regasificación para el uso final.

4.4. La planificación como la bandera que guíe las decisiones de desarrollo

Como se mencionó previamente la planificación indicativa presume que se tienen metas claras en un horizonte de planificación y que se pueden implementar las decisiones mediante mecanismos de incentivos. Lo que hace falta es que el proceso de planificación pueda ser incluyente.

4.4.1. Propuesta de un mecanismo de planificación vinculante

Desde el 2004 el Ministerio ha tomado medidas para elaborar estrategias y desarrollar la planificación indicativa para el debido crecimiento del subsector eléctrico. Ha reforzado sus departamentos técnicos que han ido resolviendo el problema de la pérdida de capacidad de manejo de información y rompiendo con la percepción de que la participación del estado en la formulación de políticas energéticas había concluido con la aprobación de la ley.

Está claro que las entidades del subsector eléctrico deben trabajar de una manera coordinada para desarrollar las políticas y estrategias de largo plazo del sector, sobre todo con las vinculadas con la participación de la inversión privada, los subsidios, los recursos renovables y expansión de la cobertura del servicio.

Se mencionó previamente que hoy en día las entidades del subsector eléctrico y el MEM producen una gran cantidad de información con diferentes niveles de profundidad. Pareciera que únicamente hace falta desarrollar un mecanismo que integre todo un sistema que pueda ser tomado como guía y herramienta de trabajo, para que las instituciones y los agentes públicos y privados tengan elementos para tomar sus decisiones de cómo participar en la expansión de la industria eléctrica.

Una buena planificación indicativa permitirá anticipar condiciones de estrés, en el corto plazo (etapa operativa) y en el largo plazo (decisiones de inversión), que pueden contribuir a tomar medidas preventivas y/o correctivas para el buen funcionamiento del sistema. Esto es importante para evitar los altos costos económicos que podrían producirse si se llega a una situación crítica, especialmente de falta de abastecimiento. El plan indicativo que si bien, debería orientarse a complementar las señales económicas que surgen del mercado, en el sentido de detectar necesidades de inversión, también debiera dar señales para la evaluación y participación por parte de inversionistas. Complementariamente debiera establecer si existe necesidad de implantar acciones de estímulo tales como las que ya fueron señaladas.

Para establecer un mecanismo de coordinación, la sugerencia es crear una entidad de política y de planeación eléctrica (La Entidad), que complemente las señales propias del mercado y que coordine la propuesta de desarrollo del subsector eléctrico para asegurar su sostenibilidad en el futuro. La entidad tendría un carácter de asociación no gubernamental con participación de entidades del gobierno de Guatemala, del sector privado, de las universidades y de sociedad civil. La propuesta está basada en el documento denominado *Establecimiento de una Agencia Nacional de Desarrollo Eléctrico*, elaborado en el 2005 por PA Consulting para el MEM, con el patrocinio de la Agencia de EE. UU. para el Desarrollo Internacional (**USAID**, por su sigla en inglés)

La ley establece que el MEM es el responsable de la planificación indicativa. La entidad que se crearía tendría como objetivo formular las propuestas de política, las estrategias y la planificación indicativa del sector eléctrico, para el conocimiento y aprobación por el Ministerio de Energía y Minas y, de esta manera, promover e incentivar la participación de la inversión privada necesaria para el desarrollo y aprovechamiento óptimo de los recursos energéticos del país.

Claramente la fijación de políticas y la elaboración de planes de expansión referenciales no resultan contrarios al desarrollo de un mercado competitivo, sino que más bien se trata de conceptos complementarios. La definición de las políticas energéticas primarias y el establecimiento de las reglas de juego básicas para el funcionamiento del sistema constituyen una condición necesaria de funcionamiento estable y ordenado del mercado.

La estructura del subsector eléctrico establece que cada entidad y agente del subsector tiene una función específica, definida claramente en la ley. Está claro el hecho que el MEM defina una ruta de largo plazo, no implica que las señales sean tomadas por quienes deban hacer la inversión y la materialicen.

4.4.1.1. Las funciones de la entidad propuesta serían

- Identificar y pronosticar los requerimientos de energía eléctrica del país, con base en los planes de desarrollo del gobierno y en las proyecciones de demanda que se fundamentan en la información provista por la CNEE, el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y los Participantes del sector;
- Sistematizar la información y elaborar diagnósticos que permitan la formulación de planes y programas del sector eléctrico.
- Estudiar, analizar y proponer opciones de abastecimiento eléctrico nacional en concordancia con los planes generales de desarrollo del país. En particular los temas relacionados con el suministro de electricidad, la cobertura del servicio, utilización de los recursos energéticos nacionales e importados.

- Evaluar la conveniencia económica y social del desarrollo de fuentes no convencionales de energía, tales como la eólica, la solar, la biomasa, pequeñas centrales hidroeléctricas, la geotermia y otras.
- Emitir criterios sobre la conveniencia y oportunidad de inversión en proyectos energéticos, tomando como referencia el plan estratégico y el plan de expansión del sector.
- Elaborar, actualizar y monitorear el funcionamiento de el Plan de Expansión del sector eléctrico en concordancia con los pronósticos y proyecciones realizadas y los planes generales de desarrollo del país.
- Analizar que el respeto a la certeza jurídica, desarrollar y presentar al MEM anteproyectos de decretos y leyes atinentes al subsector eléctrico.
- Que los procesos de licitación cumplan con los objetivos propuestos.
- Mantener coordinación con las autoridades competentes de cada subsector energético, y con las autoridades del Organismo Ejecutivo.

4.4.1.2. Principales procesos

Se han identificado como principales procesos, los siguientes:

- El planeamiento estratégico. Su función es asegurar que los programas y actividades de la entidad se orienten a conseguir los objetivos de largo plazo del sector. Un Plan Estratégico será exitoso si provee una visión y los cursos de acción para que los esfuerzos a realizar sean coherentes con los intereses de largo plazo del país. Deben evitarse las acciones

reactivas que únicamente conducen a tomar decisiones para resolver el cortísimo plazo, las crisis y mantener el estado de las cosas.

- La formulación del plan de expansión del sector es una de las funciones básicas que tendría a su cargo La Entidad. Para el efecto se requiere integrar un sistema de información pública sólido y transparente, conformación de un equipo con experiencia y los soportes informáticos necesarios. El Plan debe ser consistente con la realidad actual y los escenarios esperados. Sería importante que el Plan sea preparado mediante un proceso participativo de las entidades que convergen en La Entidad, así como ser completamente congruente con el Plan Estratégico y los planes estratégicos de desarrollo del país establecidos por el gobierno.

- Promoción de la inversión. Este es uno de los ejes importantes que debe contener al menos dos aspectos fundamentales:
 - La definición de una estrategia de promoción y atracción de inversiones, la cual debe ser revisada y actualizada periódicamente.

 - La función de facilitador de inversiones, es decir, el rol de la entidad de facilitar que los proyectos se concreten, colaborando a que exista un entorno propicio para su materialización. Esto abarca desde proveer información, la identificación de barreras o vacíos regulatorios a la inversión y problemas en el desempeño del mercado eléctrico, hasta el emitir criterios sobre la conveniencia y oportunidad de inversión en proyectos energéticos, tomando como referencia el plan estratégico y el plan de expansión del sector.

- Subsidios y Cobertura Del Servicio. La ley establece que no debe haber subsidios cruzados ni entre las actividades del sector eléctrico ni dentro de los grupos tarifarios. En tal sentido, los subsidios deben ser estudiados como un objetivo estratégico para condiciones particulares y no una acción permanente. Probablemente habrá subsidios específicos, por ejemplo, en la electrificación rural, pero siempre encuadrados en una política de desarrollo nacional.
- Uso de Recursos Renovables, fuentes no convencionales y eficiencia energética. Guatemala cuenta con potencial para el desarrollo de generación a partir de fuentes renovables y tecnologías no convencionales, encontrándose sus posibilidades de desarrollo vinculadas a los precios de los combustibles fósiles y las limitaciones ambientales. Sin embargo, ya se mencionó que recientemente y cada vez con más fuerza hay presión internacional para acelerar un proceso de descarbonización y moverse rápidamente hacia el uso exclusivo de energías no convencionales. Este análisis se vuelve muy importante, tanto desde el punto de vista del cumplimiento con los compromisos firmados por el gobierno de Guatemala, en temas ambientales, pero también en el ámbito de los impactos económicos en los precios de la electricidad.

4.4.1.3. Criterios básicos

Se proponen cuatro criterios básicos de diseño para La Entidad. Ellos son:

- Que tenga autonomía funcional
- Que cuente con alta capacidad técnica

- Que tenga continuidad, tanto en los planes y procesos como del personal técnico altamente especializado y con experiencia
- Que exista una participación decidida de los entes y organismos que componen La Entidad

4.4.1.4. Características de su creación y funcionamiento

En Guatemala existen antecedentes de organismos no gubernamentales que funcionan como consultores y/o asesores de entidades de gobierno o de políticas nacionales. Los esfuerzos de integración de consejos y comités consultivos en órganos de la Administración se han hecho con la finalidad de concertar políticas, hacer más efectiva su aplicación o coordinar mejor su implementación. Por ejemplo, el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONCYT), que integra miembros del sector público y sector privado; el Consejo Nacional de Promoción de las Exportaciones (CONAPEX), integrado por Ministros de gobierno y representantes del sector privado nominados por la Cámara Empresarial del país; y el Consejo Nacional de Áreas Protegidas (CONAP), que integra instituciones públicas autónomas, organismos del Órgano Ejecutivo y organizaciones no gubernamentales; El Programa Nacional de Competitividad (PRONACOM), que reúne representantes de distintos sectores gubernamentales y privados en alianzas institucionales entre el sector público, privado, sociedad civil y academia, para el desarrollo de la competitividad del capital humano y empresarial que genere inversión y contribuya al desarrollo descentralizado del país.

En tal sentido, en el caso particular que aquí se propone se trataría de una organización no estatal creada por medio de un convenio marco interinstitucional

entre organismos públicos y privados; por ejemplo, entre el Ministerio de Energía y Minas, el INDE, el AMM, la CNEE, el Consejo de la Industria Eléctrica y otros que puedan tener el conocimiento y la experiencia sobre el subsector eléctrico y planificación del desarrollo nacional.

La principal ventaja de esta estructura sería su autonomía respecto de los Poderes del Estado y la consiguiente posibilidad de lograr una mayor continuidad, independiente de los cambios de gestión en el Gobierno. La construcción con el transcurso del tiempo de una práctica o tradición institucional crearía la capacidad y continuidad necesaria más allá de una gestión determinada.

CONCLUSIONES:

1. El modelo actual del subsector eléctrico es exitoso. Luego de veinticinco años de funcionamiento, las inversiones han sido realizadas por el sector privado, con financiamientos de la banca privada, sin intervención del Estado, lo cual ha dinamizado a economía del país. Las Instituciones del Estado participan como cualquier otro agente dentro de procesos altamente competitivos. Los precios de la energía son competitivos a nivel internacional.
2. A pesar de todos los años de funcionamiento del modelo, los Actores del mercado no entienden su funcionamiento completamente y tienen una visión muy operativa de corto plazo, como un mercado altamente competitivo, obviando su volatilidad propia de los mercados especulativos. Difícilmente logran tener una visión de futuro.
3. Que la instalación de generación para autoconsumo, principalmente soportada por tecnología solar, no es necesariamente económica ni sostenible financieramente para quienes la instalan.
4. La expansión del sistema generador en gran escala, prácticamente se ha detenido por falta de las licitaciones que dan la certeza y las garantías de largo plazo.
5. Las licitaciones, de alguna manera, han cargado la responsabilidad de la expansión del sistema generador a los usuarios regulados a través de los mecanismos de licitación.

6. Que las decisiones de expansión relacionadas con el cambio acelerado de la matriz energética hacia el mayor uso de recursos renovables han producido un incremento en los costos de las tarifas reguladas. También se han introducido los efectos de intermitencia propios de dichas tecnologías, aunque por el momento no se aprecian significativamente. De no tomarse las medidas adecuadas, los efectos de la intermitencia pueden agravarse, tal como ya se observa en el mercado regional debido a la adición de grandes volúmenes de tecnologías intermitentes sin las medidas de control.
7. Que los resultados de las licitaciones han sido de gran atracción de interesados lo cual denota una confianza en las instituciones y en el modelo.
8. En los procesos de licitación se han observado compras de energía a partir de ciertas tecnologías que no son necesariamente eficientes. El costo global se reduce, pero únicamente porque hay centrales, cuyo peso es significativamente grande y con precios relativamente bajos que hacen que el promedio total de las compras sea bajo.
9. Que en Guatemala existe una importante capacidad instalada de energía base que debiera aprovecharse para el cubrimiento de la demanda y apoyar el proceso de transición ya definido.
10. Que, dentro de las licitaciones, la asignación de bloques por tecnología pareciera ser una buena idea para cumplir con los planes del MEM; sin embargo, no ayuda necesariamente al objetivo de las licitaciones en cuanto a obtener las mejores condiciones del suministro para cubrir las curvas de carga a los menores precios posibles.

11. Que es necesario mejorar la planificación indicativa, basada en planes de crecimiento económico y la realidad. Es necesario hacerla más vinculante de tal manera que se incentive la inversión privada.
12. Que el desarrollo de obras eléctricas se ve seriamente amenazado por conflictividad organizada.
13. Que para incentivar el desarrollo del subsector eléctrico es necesario reforzar los mecanismos que garanticen la certeza jurídica en el largo plazo.

RECOMENDACIONES

1. Fortalecer la planificación indicativa del MEM, basándola en programas nacionales de crecimiento económico y la realidad del funcionamiento del subsector eléctrico. Lograr que los resultados de la planificación sean vinculantes, de tal manera que se incentive la inversión.
2. Crear una entidad, con una figura de asociación no gubernamental con participación de entidades de gobierno, del sector privado, de las Universidades y de la sociedad civil, que participe activamente en la definición de la política de desarrollo del subsector eléctrico y cuyos resultados sean vinculantes para las partes.
3. Comprometer la participación activa de las entidades del gobierno para disminuir la conflictividad que no permite que se construyan obras de infraestructura.
4. Proveer señales claras de garantía de certeza jurídica en el largo plazo.
5. Perfeccionar los mecanismos de licitación, promovidos por la CNEE, para satisfacer la demanda regulada y que los ofertas provean los menores precios posibles para su traslado a tarifas reguladas e implementar mecanismos para que la demanda no regulada participe en los pagos de los costos de expansión de la generación.
6. Considerar que los compromisos de descarbonización de la matriz energética para cambiar del estado actual sea gradual, considerando que

el nivel de producción de energía con base en recursos renovables ya es bastante alta y muy diversa.

7. Propiciar la utilización de la capacidad de generación ya instalada en el país cuyos inversiones ya amortizadas pueden garantizar que el costo de la compra de energía sea muy bajo.
8. Garantizar que las centrales con tecnología intermitente que se incorporen al sistema eléctrico tengan los mecanismos tecnológicos que les permita reducir su impacto en la red eléctrica y que les permita participar en los requerimientos de regulación de frecuencia y voltaje establecidos en la normativa.
9. Incentivar la construcción de centrales hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento estacional.

BIBLIOGRAFÍA

1. ALBOUY, Yves, *Análisis de Costos Marginales y Diseño de Tarifas de Electricidad y Agua, Notas de Metodología*, 1ª ed, USA, Banco Interamericano de Desarrollo (BID), 1983. 232 p.
2. ALBOUY Yves, *Análisis de Costos Marginales y Diseño de Tarifas de Electricidad y Agua, Estudios de Casos*, 1ª ed, USA, Banco Interamericano de Desarrollo (BID), 1983. 276 p.
3. ANDER-EGG, Ezequiel, *Introducción a la Planificación Estratégica*, 1ª ed, Buenos Aires Argentina, Grupo Editorial Lumen Humanitas, 2007. 206 p.
4. AYAU, Manuel F., *El Proceso Económico*, 1ª ed, Guatemala, Editorial Universidad Francisco Marroquín, 1993. 145 p.
5. BERNANKE, Ben S. y FRANK Robert H., *Principios de Economía*, 3ª ed, España, Mc Graw Hill, 2007. 946 p.
6. CALDERÓN ABULLARADE, Javier, *Energía y Potencia para Guatemala, Los estadios del Subsector Eléctrico 1883-2017*, 1ª ed, Guatemala, Ministerio de Energía y Minas, 2018. 165 p.
7. CEPAL, *América Latina Y El Caribe Quince Años Después, De La Década Perdida A La Transformación Económica 1980-1995*, 1ª ed, México, Fondo de Cultura Económica, 1996. 204 p.

8. CAMPBELL John, *The Iron Lady: Margaret Thatcher*, 2a. ed, USA, Penguin books, 2009. 564 p.
9. DIAMOND, Jared, *Collapse: How societies choose to fail or succeed*, 1a ed, USA, Penguin Books, 2006. 571 p.
10. GORDILLO, Agustín. www.gordillo.com/pdf_tomoII/sec3/planificación2.pdf.
11. HIGGINS, Robert C., *Analysis for Financial Management*, 4a ed, USA, editorial IRWIN, 1995. 418 p.
12. ORGANISMO INTERNACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA. OIEA, *Indicadores Energéticos Del Desarrollo Sostenible: Directrices Y Metodologías, 2008*. Disponible en https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/Pub1222s_web.pdf
13. MC CORMACK, Mark H, *Lo que no te enseñan en la Facultad de Negocios de Harvard*, 1ª ed, México, Lasser Press Mexicana S.A., 1984. 237 p.
14. O'SULLIVAN Arthur y SHEFFRIN Pearson, Steven M., *Economía, Principios e Instrumentos*, 3ª ed, Madrid, España, Prentice Hall, 2004. 806 p.
15. PISTONESI, H., /BRAVO, G., & otros, *Mapeo situacional de la planificación energética regional y desafíos en la integración de energías renovables: hacia una planificación sostenible para la integración energética regional*. CEPAL. Disponible en Sitio web:

<https://www.cepal.org/es/publicaciones/44937-mapeo-situacional-la-planificacion-energetica-regional-desafios-la-integracion>

16. SAGASTI, Francisco y ARAOZ, Alberto (compiladores), *La Planificación Científica y Tecnológica en los países en desarrollo. La experiencia del proyecto “Instrumentos Científicos, tecnológicos y políticos (STPI- Science, Technological and Political, Instruments, por sus siglas en inglés)*, Fondo de Cultura Económica, 1988.
17. Acuerdo Gubernativo 68-2007 modificación al Reglamento de la Ley General de Electricidad. Guatemala: Diario de Centroamérica. MEM. (2007).
18. Ley General de Electricidad, Decreto No. 93-96 de El Congreso de la República de Guatemala, Diario de Centro América, publicado el 15 de noviembre de 1996, volumen 25, p741-746.
19. Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2020-2050. MEM. (2020).6/10/2021, de Ministerio de Energía y Minas Sitio web: <https://mem.gob.gt/wp-content/uploads/2020/09/Plan-de-Expansion-Indicativo-del-Sistema-de-Generacion-2020-2050-.pdf>
20. Reglamento de la Ley General de Electricidad, Acuerdo Gubernativo No. 256-97, publicado el 2 de abril de 1997. Modificado con el Acuerdo Gubernativo 68-2007, publicado el 5 de marzo de 2007
21. Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, Acuerdo Gubernativo 299-98, publicado el 1ero de junio de 1998. Modificado

con el Acuerdo Gubernativo No. 69-2007, publicado el 5 de marzo del 2007.

ANEXOS

Anexo 1. Empresas Adjudicadas en la PEG-1

Empresa	Potencia Licitación (MW)	Potencia Máxima (MW)	Categoría	Precio Potencia Ofertado (US\$/KW-mes)	Precio Energía Ofertado (US\$/MWh)	Precio O&M (US\$/MWh)	Tipo Contrato
Instituto Nacional de Electrificación, INDE	75.00	79.425	Hidro	7.90	72.80	7.28	Diferencia con curva de carga
Vehículo de Contratación de Energía, S. A.	6.57	10.90	Hidro	45.02	20.13	2.01	Opción de Compra de energía
Vehículo de Contratación de Energía, S. A.	8.00	8.55	Hidro	40.07	20.57	2.05	Opción de Compra de energía
Generadora Nacional, S.A.	24.00	40.00	Hidro	8.90	79.83	7.98	Diferencia con curva de carga
Generadora Nacional, S.A.	10.00	21.00	Hidro	8.90	81.11	8.11	Diferencia con curva de carga
Hidro Xacbal, S. A.	60.00	97.053	Hidro	8.90	90.00	9.00	Diferencia con curva de carga
Hidroeléctrica El Cóbano, S. A.	8.36	10.00	Hidro	13.31	85.55	8.55	Diferencia con curva de carga
Hidroeléctrica Tres Ríos, S. A.	4.99	14.00	Hidro	8.00	89.10	8.91	Diferencia con curva de carga
Agropecuaria Altorr, S. A.	N/A	1.50	Hidro	N/A	91.67	18.33	Energía Generada
Arrendamientos Industriales, S.A.	N/A	2.00	Hidro	N/A	78.95	15.79	Energía Generada
Arrendamientos Industriales, S.A.	N/A	2.98	Hidro	N/A	94.31	18.86	Energía Generada
Hidroeléctrica Samuc, S. A.	N/A	0.84	Hidro	N/A	95.83	19.16	Energía Generada
Agroprop, S.A	N/A	0.98	Hidro	N/A	97.92	19.58	Energía Generada
El Sarral, S. A.	N/A	2.40	Hidro	N/A	99.00	19.80	Energía Generada
Xolhuitz Providencia, S. A.	N/A	4.00	Hidro	N/A	94.95	18.89	Energía Generada
Total	196.92						

Fuente: CNEE, Empresas Adjudicadas PEG-1.

<https://www.cnee.gob.gt/PEG/Docs/Ofertas%20econ%C3%B3micas%20PEG-1-2010.pdf>.

Consulta: agosto 2021.

Anexo 2. Adjudicación de la PEG-2

#	Clave	Tipo Generación	Nueva/Existente/TI	PG (MW)
1.	22 (S) Sibó	Ren	Nueva	-
2.	39 (E) San Antonio	Ren	Nueva	-
3.	36 (E) Viento Blanco	Ren	Nueva	-
4.	42 (S) Rainbow	Ren	Nueva	-
5.	3 (E) TRESA C1	Ren	Nueva	-
6.	29 (GDR) Proyectos	Ren	Nueva	-
7.	40 (GDR) GNacional C2	Ren	Nueva	-
8.	40 (GDR) GNacional C3	Ren	Nueva	-
9.	23 (GDR) Regional C2	Ren	Nueva	-
10.	5 (GDR) San Luis	Ren	Nueva	-
11.	13 (GDR)Oscana	Ren	Nueva	-
12.	23 (GDR) Regional C1	Ren	Nueva	-
13.	20 (GDR) Coralito	Ren	Nueva	-
14.	21 (GDR) Maxanal	Ren	Nueva	-
15.	35 (GDR) Hidrosacpur C1	Ren	Nueva	-
16.	14 (GDR) Samuc	Ren	Nueva	-
17.	33 (GDR) Sol del Campo	Ren	Nueva	-
18.	19 (GDR) El Cedro C2	Ren	Nueva	-
19.	4 (GDR) AGEN	Ren	Nueva	-
20.	10 (GDR) Las Victorias C2	Ren	Nueva	-
21.	12 (GDR) Serv en Generación	Ren	Existente	-
22.	11 (GDR) El Prado	Ren	Existente	-
23.	10 (GDR) Las Victorias C1	Ren	Nueva	-
24.	34 (GDR) Arimany	Ren	Nueva	-
25.	19 (GDR) El Cedro C1	Ren	Nueva	-
26.	19 (GDR) El Cedro C3	Ren	Nueva	-
27.	35 (H) Hidrosacpur C2	Ren	Nueva	6.00
28.	7 (H) San Andres	Ren	Nueva	6.75
29.	17 (H) Inver Agri	Ren	Nueva	8.12
30.	31 (H) Pasabién	Ren	Existente	9.79
31.	27 (H) Polochic	Ren	Nueva	10.00
32.	40 (H) GNacional C1	Ren	Nueva	14.00
33.	8 (B) Magdalena C5	Ren	Nueva	16.00
34.	6 (H) San Mateo	Ren	Nueva	18.50
35.	32 (B) Grupo Generador	NoRen	Nueva	20.00
36.	26 (H) Renace C1	Ren	Existente	20.00
37.	26 (H) Renace C3	Ren	Nueva	40.00
38.	2 (H) ELG	Ren	Nueva	42.00
39.	26 (H) Renace C2	Ren	Nueva	90.00
40.	37 (GN) Caribe	NoRen	TransInter	120.00



Fuente: CNEE, Informe de asignación de ofertas. <https://www.cnee.gob.gt/wp/peg-2-2012/>.

Consulta: agosto 2021.

Anexo 3. Centrales Generadoras Instaladas en Guatemala

Fecha	Generador	Potencia Placa MW	Potencia Efectiva MW	Municipio	Departamento	Combustible	Tecnología
25/06/27	SANTA MARÍA	6	6.029	Zunil	Quezaltenango	N/A	Hidroeléctrica
1/01/38	EL SALTO	4	3.575	Escuintla	Escuintla	N/A	Hidroeléctrica
17/08/66	LOS ESCLAVOS	15	12.023	Cuilapa	Santa Rosa	N/A	Hidroeléctrica
1/09/68	EL PORVENIR	2.28	0	San Pablo	San Marcos	N/A	Hidroeléctrica
12/02/70	JURÚN MARINALÁ	60	60.375	Palín	Escuintla	N/A	Hidroeléctrica
26/07/79	CHICHAÍC	0.6	0.456	Cobán	Alta Verapaz	N/A	Hidroeléctrica
22/02/82	AGUACAPA	90	79.742	Pueblo Nuevo Viñas	Santa Rosa	N/A	Hidroeléctrica
27/11/83	CHIXOY	300	286.577	San Cristóbal Verapaz	Alta Verapaz	N/A	Hidroeléctrica
1/11/85	ESCUINTLA GAS 5	41.85	34.105	Escuintla	Escuintla	Diesel	Turbinas de Gas
1/01/90	EL CAPULÍN	3.5	0	Siqinalá	Escuintla	N/A	Hidroeléctrica
1/01/91	PANTALEÓN	60	24.834	Siqinalá	Escuintla	Biomasa/Bunker	Ingenios cogeneradores
1/01/93	PUERTO QUETZAL POWER	59	56.8584	Puerto Quetzal	Escuintla	Bunker	Motores reciprocantes
1/01/93	GENERADORA PROGRESO	21.968	0	Sanarate	El Progreso	Bunker	Motores reciprocantes
1/01/94	MAGDALENA	135	90.09	La Democracia	Escuintla	Biomasa/Bunker	Ingenios cogeneradores
1/01/94	CONCEPCIÓN	27.5	0	Escuintla	Escuintla	Biomasa/Bunker	Ingenios cogeneradores
1/01/95	TAMPA	80	69.627	Escuintla	Escuintla	Diesel	Turbinas de Gas
1/01/95	SIDEGUA	44	0	Escuintla	Escuintla	Bunker	Motores reciprocantes
1/01/95	LA UNIÓN	85.5	51.405	Santa Lucía Cotzumalguapa	Escuintla	Biomasa/Bunker	Ingenios cogeneradores
1/01/95	SANTA ANA BLOQUE 1	40	21.375	Escuintla	Escuintla	Biomasa/Bunker	Ingenios cogeneradores
10/08/95	RIO BOBOS	10	10.31	Morales	Izabal	N/A	Hidroeléctrica
24/12/95	STEWART & STEVENSON	51	21.459	Escuintla	Escuintla	Diesel	Turbinas de Gas
1/01/96	GENERADORA DEL ESTE	70	64.385	Amatitlán	Guatemala	Bunker	Motores reciprocantes
1/01/96	MADRE TIERRA	36.8	29.939	Santa Lucía Cotzumalguapa	Escuintla	Biomasa/Bunker	Ingenios cogeneradores
18/12/96	SAN JERÓNIMO	0.25	0.2	San Jerónimo	Baja Verapaz	N/A	Hidroeléctrica
1/10/98	GENOR	46.24	39.902	Puerto Barrios	Izabal	Bunker	Motores reciprocantes
1/11/98	LAS PALMAS	66.8	20.808	Escuintla	Escuintla	Bunker	Motores reciprocantes
11/11/98	SECACAO	16.5	16.204	Senahú	Alta Verapaz	N/A	Hidroeléctrica
20/08/99	ORZUNIL	24	17.0265	Zunil	Quezaltenango	N/A	Geotérmicas
1/01/00	SAN JOSÉ	139	139.87	Masagua	Escuintla	Carbón	Turbinas de Vapor
22/06/00	PASABIEN	12.75	12.601	Río Hondo	Zacapa	N/A	Hidroeléctrica
1/02/01	TULULÁ	12.5	5.667	Cuyotenango	Suchitepéquez	Biomasa/Bunker	Ingenios cogeneradores
1/05/02	LAS VACAS	45	41.219	Chinautla	Guatemala	N/A	Hidroeléctrica
1/07/02	MATANZAS	12	11.808	San Jerónimo	Baja Verapaz	N/A	Hidroeléctrica
1/07/02	SAN ISIDRO	3.932	3.421	San Jerónimo	Baja Verapaz	N/A	Hidroeléctrica
1/05/03	ARIZONA	160	161.018	Puerto San José	Escuintla	Bunker	Motores reciprocantes
1/11/03	ELECTRO GENERACIÓN	15.75	14.447	Amatitlán	Guatemala	Bunker	Motores reciprocantes
23/11/03	HIDRO CANADA	48.1	45.928	Zunil	Quezaltenango	N/A	Hidroeléctrica
1/03/04	RENACE	68.1	65.159	San Pedro Carchá	Alta Verapaz	N/A	Hidroeléctrica
1/12/04	SAN DIEGO	5	0	Escuintla	Escuintla	Biomasa	Ingenios cogeneradores
22/06/05	POZA VERDE	12.51	9.881	Pueblo Nuevo Viñas	Santa Rosa	N/A	Hidroeléctrica
1/07/05	PALÍN II	5.8	4.222	Palín	Escuintla	N/A	Hidroeléctrica
1/01/06	ECOE	120	120		Importación		Interconexión
1/05/06	MONTECRISTO	13.5	13.042	Zunil	Quetzaltenango	N/A	Hidroeléctrica
1/05/06	CANDELARIA	4.6	4.401	Senahú	Alta Verapaz	N/A	Hidroeléctrica
1/07/07	EL RECREO	26	25.309	El Palmar	Quetzaltenango	N/A	Hidroeléctrica
1/07/07	ORTITLAN	25.2	16.351	San Vicente Pacaya	Escuintla	N/A	Geotérmicas

Continuación del anexo 3.

17/08/08	LA LIBERTAD	20	18.027	Villa Nueva	Guatemala	Carbón	Turbinas de Vapor
1/09/08	COENESA	10	0	El Estor	Izabal	Diesel	Motores reciproctantes
29/09/08	ARIZONA VAPOR	12.5	3.771	Puerto San José	Escuintla	N/A	Turbinas de Vapor
1/12/08	HIDROELECTRICA SANTA ELENA	0.56	0.56	Escuintla	Escuintla	N/A	GDR
1/06/09	KAPLAN CHAPINA	2	1.702	Pueblo Nuevo Viñas	Santa Rosa	N/A	GDR
1/10/09	HIDROELECTRICA CUEVA MARIA 1 Y 2	4.95	4.95	Cantel	Quetzaltenango	N/A	GDR
1/02/10	HIDROELECTRICA LOS CERROS	1.25	1.25	San José El Rodeo	San Marcos	N/A	GDR
1/07/10	HIDROELECTRICA COVADONGA	1.6	1.5	Nuevo San Carlos	Retalhuleu	N/A	GDR
1/08/10	HIDROELECTRICA JESBON MARAVILLAS	0.75	0.75	Malacatán	San Marcos	N/A	GDR
8/08/10	HIDRO XACBAL	94	100.004	Chajul	Quiché	N/A	Hidroeléctrica
1/12/10	CENTRAL GENERADORA EL PRADO (Sn Ant Morazán)	0.5	0.5	Colomba	Quetzaltenango	N/A	GDR
1/12/10	HIDROELECTRICA FINCA LAS MARGARITAS	0.438	0.438	San Francisco Zapotitlán	Suchitepéquez	N/A	GDR
1/01/11	TRINIDAD	21	0	Masagua	Escuintla	Biomasa	Ingenios cogeneradores
1/04/11	HIDROPOWER SDMM	2.16	2.083	Escuintla	Escuintla	N/A	GDR
31/07/11	PANAN	7.32	7.522	San Miguel Panán	Suchitepéquez	N/A	Hidroeléctrica
1/10/11	HIDROELECTRICA LA PERLA	3.87	3.799	San Miguel Tucurú	Alta Verapaz	N/A	GDR
1/10/11	HIDROELECTRICA SAC-JA	2	2	Purulhá	Baja Verapaz	N/A	GDR
9/11/11	SANTA TERESA	17	16.537	Tucurú	Alta Verapaz	N/A	Hidroeléctrica
11/12/11	CHOLOMA	9.7	9.653	Senahú	Alta Verapaz	N/A	Hidroeléctrica
1/02/12	HIDROELECTRICA SAN JOAQUIN	0.95	0.8	San Cristóbal Verapaz	Alta Verapaz	N/A	GDR
18/03/12	EL PILAR	10.5	0	San Andrés Villa Seca	Retalhuleu	Biomasa/Bunker	Ingenios cogeneradores
14/05/12	PALO GORDO	5	0	San Antonio Suchitepéquez	Suchitepéquez	Biomasa	GDR
31/05/12	PALO VIEJO	85	88.192	San Juan Cotzal	Quiché	N/A	Hidroeléctrica
16/06/12	HIDROELECTRICA LUARCA	0.51	1.02	Mazatenango	Suchitepéquez	N/A	GDR
22/08/12	HIDROELECTRICA FINCA LAS MARGARITAS FASE 2	1.71	1.6	San Francisco Zapotitlán	Suchitepéquez	N/A	GDR
1/10/12	TRINIDAD 3	19.8	13.942	Masagua	Escuintla	Biomasa/Bunker	Ingenios cogeneradores
26/02/13	HIDROELECTRICA LAS VICTORIAS	1.2	1	Masagua	Escuintla	N/A	GDR
1/03/13	EL PILAR 3	22.85	12.202	San Andrés Villa Seca	Retalhuleu	Biomasa	Ingenios cogeneradores
24/05/13	TULULÁ 4	15	10.186	Cuyotenango	Suchitepéquez	Biomasa/Bunker	Ingenios cogeneradores
1/07/13	EL CORALITO	2.1	1.927	Santa Bárbara	Suchitepéquez	N/A	GDR
14/07/13	GENOSA	18.6	13.6851	Puerto San José	Escuintla	Bunker	Motores reciproctantes
28/07/13	EL ZAMBO	0.98	0.98	San Francisco Zapotitlán	Suchitepéquez	N/A	GDR
11/08/13	GENERADORA COSTA SUR	30.2	30.307	Guanagazapa	Escuintla	Carbón	Turbinas de Vapor
24/11/13	HIDROELECTRICA EL LIBERTADOR	2	2.161	Chiquimullá	Santa Rosa	N/A	GDR
8/12/13	GENERADORA DEL ATLANTICO VAPOR	2.603	0.36	Morales	Izabal	Biomasa	GDR
8/12/13	GENERADORA DEL ATLANTICO BIOMASA	1.3	0.591	Morales	Izabal	Biomasa	GDR
29/12/13	VISION DE AGUILA	2.07	2.059	Cobán	Alta Verapaz	N/A	Hidroeléctrica
1/01/14	HIDROELECTRICA MONTE MARIA	0.691	0.691	Sn Juan Alotenango	Sacatepequez	N/A	GDR
5/04/14	HIDROELECTRICA HIDROAGUNA	2	2.055	Santa Lucía Cotzumalguapa	Escuintla	N/A	GDR

Continuación del anexo 3.

1/05/14	CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA SIBO	5	5	Estanzuela	Zacapa	Fotovoltaica	GDR
17/08/14	HIDROELECTRICA LA PAZ	0.95	0.95	Masagua	Escuintla	N/A	GDR
14/09/14	HIDROELECTRICA IXTALITO	1.634	1.6	Nuevo Progreso	San Marcos	N/A	GDR
14/09/14	BIOMASS	124.8	96.339	La Democracia	Escuintla	Biomasa/Carbón	Ingenios cogeneradores
1/11/14	GENERADORA SANTA LUCIA	44.889	4.891	Santa Lucía Cotzumalguapa	Escuintla	Biomasa/Carbón	Ingenios cogeneradores
1/11/14	PALO GORDO	30.9	0	San Antonio Suchitépéquez	Suchitépéquez	Biomasa	Ingenios cogeneradores
9/11/14	HIDROELECTRICA GUAYACAN	2.9	2.875	Taxisco	Santa Rosa	N/A	GDR
18/11/14	HIDROELECTRICA TUTO DOS	0.96	0.96	La Libertad	Huehuetenango	N/A	GDR
16/01/15	HIDROELECTRICA SANTA TERESA	2.171	2.058	San Lucas Tolimán	Sololá	N/A	GDR
18/01/15	SANTA ANA BLOQUE 2	64.2	45.406	Escuintla	Escuintla	Biomasa/Carbón	Ingenios cogeneradores
9/02/15	HORUS 1	50	50	Chiquimulilla	Santa Rosa	N/A	Solar Fotovoltaica
12/02/15	HIDROELECTRICA EL PANAL	2.5	2.5	Chiquimulilla	Santa Rosa	N/A	GDR
22/02/15	EL MANANTIAL I	3.78	3.451	Nuevo San Carlos	Retalhuleu	N/A	Hidroeléctrica
22/02/15	EL MANANTIAL II	27.42	22.954	Nuevo San Carlos	Retalhuleu	N/A	Hidroeléctrica
25/03/15	HIDROELECTRICA PACAYAS	5	5	San Cristóbal Verapaz	Alta Verapaz	N/A	GDR
29/03/15	EL COBANO	11	8.851	Pueblo Nuevo Viñas	Santa Rosa	N/A	Hidroeléctrica
19/04/15	SAN ANTONIO EL SITIO	52.8	51.9	Villa Canales	Guatemala	N/A	Eólicas
25/04/15	BIOGAS VERTEDERO EL TREBOL	1.2	0.784	Guatemala	Guatemala	Biomasa	GDR
1/05/15	TRINIDAD 4	46	35.164	Masagua	Escuintla	Biomasa/Carbón	Ingenios cogeneradores
14/05/15	HIDROELECTRICA SAMUC	1.2	1.2	San Cristobal Verapaz	Alta Verapaz	N/A	GDR
19/07/15	HIDROELECTRICA CONCEPCION	0.15	0.15	Nuevo San Carlos	Retalhuleu	N/A	GDR
19/07/15	GAS METANO GABIOSA	1.056	1.056	La Gomera	Escuintla	Biomasa	GDR
26/07/15	HORUS 2	30	30	Chiquimulilla	Santa Rosa	N/A	Solar Fotovoltaica
30/07/15	HIDROELECTRICA SAN JOSE	0.43	0.43	San Cristobal Verapaz	Alta Verapaz	N/A	GDR
2/08/15	JAGUAR ENERGY	300	279.506	Masagua	Escuintla	Carbón/Petcoke	Turbinas de Vapor
27/10/15	HIDROELECTRICA PEÑA FLOR	0.499	0.499	Pueblo Nuevo	Suchitépéquez	N/A	GDR
8/11/15	OXEC	26.1	24.287	Cahabón	Alta Verapaz	N/A	Hidroeléctrica
8/11/15	PALO GORDO BLOQUE 2	46	33.892	San Antonio Suchitépéquez	Suchitépéquez	Biomasa/Carbón	Ingenios cogeneradores
6/12/15	VIENTO BLANCO	23.1	23.1	San Vicente Pacaya	Escuintla	N/A	Eólicas
21/12/15	HIDROELECTRICA SANTA ANITA	1.56	1.56	Villa Canales	Guatemala	N/A	GDR
1/01/16	ENERGÍA DEL CARIBE	120	120		Importación		Interconexión
24/01/16	HIDROELECTRICA CERRO VIVO	2.4	2.113	Chinautla	Guatemala	N/A	GDR
16/02/16	HIDROELECTRICA MAXANAL	2.8	2.142	Santa Bárbara	Suchitepequez	N/A	GDR
16/03/16	HIDROELECTRICA LAS UVITAS	1.87	1.79	Yepocapa	Chimaltenango	N/A	GDR
20/03/16	HIDROELECTRICA LA LIBERTAD	9.44	9.494	Colomba	Quetzaltenango	N/A	Hidroeléctrica
3/04/16	RENACE II	114.784	107.197	San Pedro Carchá	Alta Verapaz	N/A	Hidroeléctrica
1/05/16	GENERADORA SAN ISIDRO	64.2	57.561	Champerico	Retalhuleu	Biomasa/Carbón	Ingenios cogeneradores
11/05/16	HIDROELECTRICA EL CONACASTE	3	3	Mazatenango	Suchitepequez	N/A	GDR
22/05/16	HIDROELECTRICA LAS FUENTES II	14.17	13.635	El Palmar	Quetzaltenango	N/A	Hidroeléctrica
22/05/16	HIDROELECTRICA EL CAFETAL	8.6	8.55	Purulhá	Baja Verapaz	N/A	Hidroeléctrica

Continuación del anexo 3.

19/06/16	RAAXHA	5.1	5.022	Chisec	Alta Verapaz	N/A	Hidroeléctrica
31/07/16	PANTALEÓN BLOQUE 3	61.46	50.855	Siquinalá	Escuintla	Biomasa/Carbón	Ingenios cogeneradores
3/08/16	HIDROELECTRICA EL BROTE	3.7	3.7	Chicacao	Suchitepequez	N/A	GDR
14/08/16	HIDROELECTRICA FINCA LORENA	4.2	4.456	San Rafael Pie de la Cuesta	San Marcos	N/A	Hidroeléctrica
13/10/16	ELECTRO GENERACIÓN CRISTAL BUNKER	5	3.158	Santa Elena	Petén	Bunker	Motores reciprocantes
30/10/16	EL RECREO II	24.44	21.985	Nuevo San Carlos	Retalhuleu	N/A	Hidroeléctrica
30/10/16	TRINIDAD 5	46	44.767	Masagua	Escuintla	Biomasa/Carbón	Ingenios cogeneradores
20/11/16	HIDROELECTRICA MOPA	0.975	0.975	Genova	San Marcos	N/A	GDR
27/11/16	RENACE III	66	67.016	San Pedro Carchá	Alta Verapaz	N/A	Hidroeléctrica
23/01/17	HIDROELECTRICA EL COROZO	0.9	0.9	Samayac	Suchitepequez	N/A	GDR
12/02/17	HIDROELECTRICA MIRAFLORES	0.837	0.837	San Rafael Pie de la Cuesta	San Marcos	N/A	GDR
16/02/17	HIDROELECTRICA LA CEIBA I	0.7	0.7	Colomba	Quetzaltenango	N/A	GDR
7/03/17	HIDROELECTRICA CARMEN AMALIA PEQUEÑA	0.686	0.686	Colomba	Quetzaltenango	N/A	GDR
7/03/17	HIDROELECTRICA XOLHUITZ	2.3	2.286	Nuevo Progreso	San Marcos	N/A	GDR
15/03/17	GRANJA SOLAR TAXISCO	1.8	1.5	Taxisco	Santa Rosa	N/A	GDR
15/03/17	GRANJA SOLAR EL JOBO	1.2	1	Taxisco	Santa Rosa	N/A	GDR
15/03/17	GRANJA SOLAR LA AVELLANA	1.2	1	Moyuta	Jutiapa	N/A	GDR
15/03/17	GRAJA PEDRO DE ALVARADO	1.8	1.5	Moyuta	Jutiapa	N/A	GDR
21/03/17	HIDROELECTRICA SAMUC II	1.8	1.68	San Cristobal Verapaz	Alta Verapaz	N/A	GDR
30/04/17	TERMICA	15.3	14.067	Chimaltenango	Chimaltenango	Bunker	Motores reciprocantes
3/05/17	BIOGAS VERTEDERO EL TREBOL FASE II	3.6	2.627	Guatemala	Guatemala	Biomasa	GDR
16/05/17	HIDROELECTRICA EL TRIANGULO	0.96	0.96	Los Amates	Izabal	N/A	GDR
26/05/17	HIDROELECTRICA NUEVA HIDROCON	1	1	Alotenango	Chimaltenango	N/A	GDR
23/06/17	MINI HIDROELECTRICA LA VIÑA	0.29	0.29	Colomba	Quetzaltenango	N/A	GDR
25/06/17	HIDROELECTRICA LOS PATOS	5	4.766	Pajapita	San Marcos	N/A	GDR
25/06/17	HIDROELECTRICA EL SALTO MARINALA	5	4.939	Escuintla	Escuintla	N/A	GDR
13/07/17	HIDROELECTRICA CUTZAN	1.95	1.95	Chicacao	Suchitepequez	N/A	GDR
30/07/17	XACBAL DELTA	58.44	58.404	Chajul	Quiché	N/A	Hidroeléctrica
30/08/17	GRANJA SOLAR BUENA VISTA	1.5	1.5	Jutiapa	Jutiapa	N/A	GDR
8/10/17	EL MANANTIAL III	0.52	0.437	Nuevo San Carlos	Retalhuleu	N/A	Hidroeléctrica
26/11/17	TERMICA B-2	37.5	30.532	Chimaltenango	Chimaltenango	Bunker	Motores reciprocantes
27/12/17	BIOMASA SANTA ANA	1.062	1.062	Villa Canales	Guatemala	Biomasa	GDR
15/01/18	HIDROELECTRICA CHOLIVA	0.736	0.7	Acatenango	Chimaltenango	N/A	GDR
25/03/18	LAS CUMBRES	31.5	31.5	Agua Blanca	Jutiapa	N/A	Eólicas
31/07/18	MINI HIDROELECTRICA HIDROXOCOBIL	1.4	1.2	Nuevo San Carlos	Retalhuleu	N/A	GDR
23/09/18	OXEC II	60	60.003	Cahabón	Alta Verapaz	N/A	Hidroeléctrica
20/11/18	HIDROELECTRICA HIDROSAN I	2	2	Acatenango	Chimaltenango	N/A	GDR
24/01/19	RENACE IV	57	51.234	San Pedro Carchá	Alta Verapaz	N/A	Hidroeléctrica

Continuación del anexo 3.

2/02/19	HIDROELECTRICA LA MEJANA	1	2	San José El Rodeo	San Marcos	N/A	GDR
16/06/19	EL MANANTIAL IV	14.64	16.103	Nuevo San Carlos	Retalhuleu	N/A	Hidroeléctrica
2/01/20	HIDROELECTRICA HIDROSAN II	1.5	1.5	Acatenango	Chimaltenango	N/A	GDR
9/08/20	ACTUN CAN GAS GENERACION	4	2.586	Santa Elena	Petén	Gas Natural	Turbinas de Gas
11/11/20	HIDROELECTRICA LOS ENCUENTROS	1.25	1.25	Patzún	Chimaltenango	N/A	GDR

Fuente: Elaboración propia, empleando información de AMM.

