



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

**PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO PARA HABILITACIÓN DE CENTRALES
GENERADORAS MAYORES A 5 MEGAVATIOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE
GUATEMALA**

Mario Rolando Velásquez Chen

Asesorado por el Ing. Halston Petrocelli Castillo Barrera

Guatemala, enero de 2019

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO PARA HABILITACIÓN DE CENTRALES
GENERADORAS MAYORES A 5 MEGAVATIOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE
GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR:

MARIO ROLANDO VELÁSQUEZ CHEN

ASESORADO POR EL ING. HALSTON PETROCELLI CASTILLO BARRERA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ENERO DE 2019

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

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

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

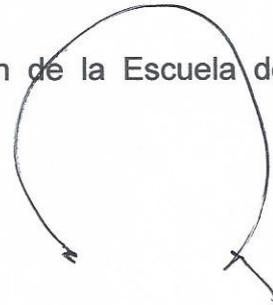
DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Armando Alonzo Rivera Carrillo
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
EXAMINADOR	Ing. Bayron Armando Cuyán Culajay
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

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:

PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO PARA HABILITACIÓN DE CENTRALES GENERADORAS MAYORES A 5 MEGAVATIOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE GUATEMALA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Mecánica Eléctrica, con fecha 12 de noviembre de 2015.



Mario Rolando Velásquez Chen

Guatemala, 09 de abril 2018

Ingeniero:

Pedro Antonio Aguilar Polanco

Decano de la Facultad de Ingeniería

Universidad de San Carlos de Guatemala

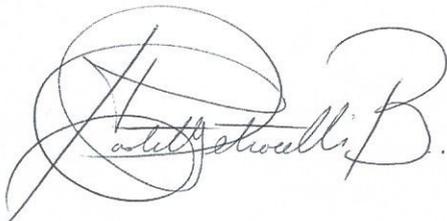
Ciudad:

Estimado Ingeniero Aguilar:

De acuerdo a la asignación que me hicieron para asesorar el trabajo de tesis del estudiante **Mario Rolando Velásquez Chen** titulado "**PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO PARA HABILITACIÓN DE CENTRALES GENERADORAS MAYORES A 5 MEGAVATIOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE GUATEMALA**" tengo el agrado de informarle que he procedido a la orientación y revisión del trabajo antes mencionado.

En mi opinión, el trabajo efectuado contiene los aspectos esenciales del tema e incluye los procedimientos académicos requeridos; no está demás informarles que este trabajo constituye un valioso aporte para el desarrollo de nuestra profesión.

Sin otro particular aprovecho la oportunidad para deseárselo éxitos en sus actividades cotidianas, atentamente.



Ing. Halston Petrocelli Castillo Barrera

Ingeniero Electricista

Colegiado No. 7896



REF. EIME 61. 2018.
13 DE AGOSTO 2018.

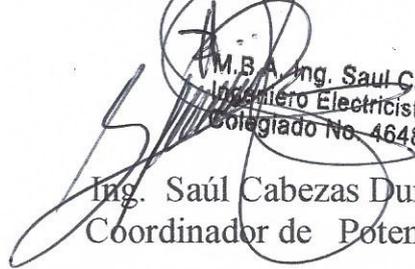
Señor Director
Ing. Otto Fernando Andrino González
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO PARA HABILITACIÓN
DE CENTRALES GENERADORAS MAYORES A 5
MEGAVATIOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE
GUATEMALA.** del estudiante; Mario Rolando Velásquez Chen,
que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS


M.B.A. Ing. Saúl Cabezas Durán
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 4648
Ing. Saúl Cabezas Durán
Coordinador de Potencia





REF. EIME 61. 2018.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen el Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante: **MARIO ROLANDO VELÁSQUEZ CHEN** titulado: **PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO PARA HABILITACIÓN DE CENTRALES GENERADORAS MAYORES A 5 MEGAVATIOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE GUATEMALA,** procede a la autorización del mismo.


Ing. Otto Fernando Andriano González

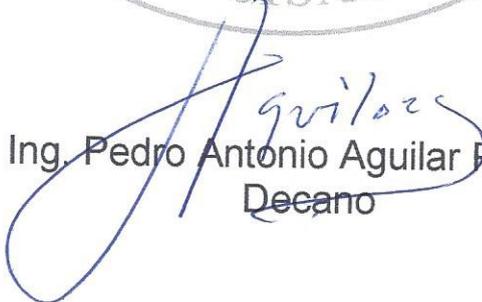


GUATEMALA, 14 DE AGOSTO 2018.



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica del trabajo de graduación titulado: **“PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO PARA HABILITACIÓN DE CENTRALES GENERADORAS MAYORES A 5 MEGAVATIOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE GUATEMALA”** presentado por el estudiante universitario: **Mario Rolando Velásquez Chen** y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano



Guatemala, Enero de 2019

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por concederme la oportunidad de la vida.
- Mi madre** Gloria Concepción Chen Mansilla, por ser el pilar de mi vida, sostenerme en mis momentos más difíciles y ser el motivo de todas mis victorias.
- Mis hermanas** Alma Lorena, Bertha Viviana, Gloria y Linda Melissa Velásquez, por su apoyo incondicional y estar conmigo en los mejores momentos de mi vida.
- Mis amigos** Parte esencial en mi desempeño personal, laboral y profesional, muchas gracias por su apoyo.
- Mi asesor** Halston Petrocelli Castillo Barrera, por su valioso tiempo y su aporte profesional brindado durante y fuera del desarrollo de esta tesis.

AGRADECIMIENTOS A:

**Universidad de San
Carlos de Guatemala**

Por darme la oportunidad de ser parte de tan prestigiosa casa de estudios.

**Facultad de Ingeniería,
Escuela de Ingeniería
Mecánica Eléctrica**

Por brindarme una excelente formación académica y darme las herramientas para forjar mi futuro.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	IX
LISTA DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XIII
RESUMEN.....	XVII
OBJETIVOS.....	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI
1. HISTORIA DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA.....	1
1.1. El mercado mayorista	1
1.2. Breve historial del mercado eléctrico nacional.....	2
1.3. Constitución de la Ley general de electricidad.....	3
1.4. Instituto Nacional de Electrificación, INDE.....	7
1.4.1. Análisis de historiales de ventas de los productos más.....	7
1.4.2. Visión.....	9
1.4.3. Misión	9
1.4.4. Organización del INDE	9
1.4.5. Empresas del INDE	11
1.4.5.1. Empresa de Generación de Energía Eléctrica, EGEE	12
1.4.5.2. Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica, ETCEE.....	12
1.4.5.3. Empresa de Comercialización de Energía, ECOE	12

1.5.	Resumen de hechos históricos del subsector eléctrico de Guatemala.....	13
1.5.1.	1870 – 1930	13
1.5.2.	1930 – 1944	13
1.5.3.	1945 – 1960	14
1.5.4.	1960 - 1970	14
1.5.5.	1970 - 1980	14
1.5.6.	1980 – 1990	15
1.5.7.	1991 – 1993	16
1.5.8.	1993 – 1997	17
1.5.9.	1997 – 2018	18
2.	MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA EN GUATEMALA	21
2.1.	Ley general de electricidad.....	21
2.2.	Reglamento de la Ley general de electricidad.....	23
2.3.	Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista	32
2.4.	Mercado mayorista	38
2.5.	Mercado a término.....	39
2.6.	Mercado de oportunidad.....	40
2.7.	Agentes del mercado mayorista	41
3.	INSTITUCIONES Y GOVERNABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO ...	43
3.1.	Ministerio de Energía y Minas	43
3.1.1.	Ley del Organismo Ejecutivo.....	43
3.1.2.	Constitución Política de la República de Guatemala.....	44
3.1.3.	Ley del Organismo Ejecutivo.....	47
3.1.4.	Constitución Política de la República	47

3.1.5.	Reglamento orgánico interno del Ministerio de Energía y Minas.....	48
3.1.6.	Visión.....	50
3.1.7.	Misión	51
3.1.8.	Objetivos estratégicos	51
3.1.9.	Valores institucionales	52
3.2.	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.....	53
3.2.1.	Ley general de electricidad.....	53
3.2.2.	Organización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.....	55
3.2.3.	Misión	56
3.2.4.	Visión.....	57
3.3.	Administrador del Mercado Mayorista.....	57
3.3.1.	Ley general de electricidad.....	57
3.3.2.	Organización del Administrador del Mercado Mayorista	58
3.3.3.	Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista	58
3.3.4.	Misión	60
3.3.5.	Visión.....	60
3.3.6.	Valores	60
3.3.7.	Personales.....	61
3.3.8.	Funciones del Administrador del Mercado Mayorista	61
3.3.9.	Principios del Administrador del Mercado Mayorista	62
3.3.10.	Organización.....	62

4.	SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO	65
4.1.	Capacidad instalada	66
4.1.1.	Generación hidroeléctrica.....	66
4.1.2.	Generación distribuida	67
4.1.3.	Generación térmica	68
4.1.3.1.	Turbinas de vapor.....	68
4.1.3.2.	Turbinas de gas.....	68
4.1.3.3.	Motores de combustión interna	69
4.1.3.4.	Ingenios azucareros – biomasa.....	70
4.1.3.5.	Geotérmicas	71
4.1.3.6.	Solar fotovoltaica	71
4.1.3.7.	Eólicas	71
4.2.	Composición de las tecnologías instaladas en el SNI	72
4.2.1.	Generación hidroeléctrica.....	73
4.2.1.1.	Clasificación según el modo de control del flujo de agua	74
4.2.1.2.	Clasificación según la altura del salto.....	77
4.2.1.3.	Capacidad de una planta y producción de energía	78
4.2.2.	Turbinas de vapor	80
4.2.3.	Generalidades constructivas	80
4.2.4.	Turbinas de gas.....	83
4.2.5.	Motores de combustión interna	87
4.2.6.	Ingenios azucareros - biomasa	89
4.2.7.	Generación solar fotovoltaica	93
4.2.8.	Generación eólica	96
4.2.8.1.	Turbinas eólicas de eje horizontal	97
4.2.8.2.	Componentes principales	99
4.3.	Composición del sistema de transporte o transmisión	104

5.	REQUISITOS DE PARTICIPACIÓN COMO AGENTE GENERADOR EN EL MERCADO MAYORISTA	107
5.1.	Aspectos generales dentro del procedimiento administrativo para la construcción y operación	107
5.2.	Aplicación de la normativa ambiental en Guatemala	108
5.3.	Normativa ambiental.....	109
5.4.	Instrumentos de evaluación ambiental.....	111
5.4.1.	Evaluación ambiental inicial.....	115
5.4.2.	Estudio de evaluación de impacto ambiental.....	116
5.4.3.	Trámite para la aprobación de un estudio de evaluación de impacto ambiental.....	116
5.4.3.1.	Presentación del estudio de evaluación de impacto ambiental, EEIA, ante el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, MARN	119
5.4.3.2.	Documentación legal que se debe acompañar al estudio de evaluación del impacto ambiental, EEIA.....	120
5.4.3.3.	Términos de referencia	121
5.4.3.4.	Publicación de edicto	123
5.4.3.5.	Fase de aprobación	125
5.4.3.6.	Consultas a otras instituciones	126
5.4.3.7.	Causas de rechazo de los instrumentos de evaluación ambiental, incluyendo el Estudio de evaluación del impacto ambiental, EEIA.....	136
5.4.3.8.	Recomendaciones de la Dirección General de Gestión Ambiental y Recursos Naturales, DIGARN.....	137

5.4.3.9.	Resolución final	138
5.4.3.10.	Licencia ambiental.....	140
5.4.3.11.	Participación pública.....	141
5.4.4.	Instrumentos ambientales aplicables a pequeñas hidroeléctricas	146
5.4.4.1.	Proyectos hidroeléctricos clasificados como categoría B1.....	147
5.4.4.2.	Proyectos hidroeléctricos clasificados como categoría B2.....	147
5.4.4.3.	Trámite de evaluación ambiental para la categoría B	148
5.5.	Emisión de licencia forestal por el Instituto Nacional de Bosques, INAB	148
5.5.1.	Solicitud de emisión de licencia.....	149
5.5.2.	Emisión de la licencia y obligaciones derivadas del plan de manejo.....	150
5.5.3.	Garantía de las obligaciones	152
5.5.4.	Incumplimiento de obligaciones ambientales	154
5.6.	Normativa del sector eléctrico	155
5.7.	Procedimientos administrativos relacionados con la normativa del sector eléctrico	158
5.7.1.	Registro de centrales generadoras en el Ministerio de Energía y Minas, MEM	159
5.7.2.	Autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE, para la conexión al sistema de distribución como generador distribuido renovable ..	160
5.8.	Procedimientos administrativos relacionados con la normativa del sector eléctrico	161

5.8.1.	Solicitudes de autorización que se deben gestionar ante el Ministerio de Energía y Minas, MEM	161
5.8.2.	Trámite de solicitudes de autorización temporal.....	163
5.8.2.1.	Presentación de solicitudes	163
5.8.2.2.	Dictamen técnico	164
5.8.2.3.	Dictamen legal	165
5.8.2.4.	Acuerdo ministerial	165
5.8.3.	Aprobación de estudios eléctricos conforme las normas de estudios de acceso al sistema de transporte, NEAST, ante la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE	165
5.8.4.	Normativa ambiental.....	167
5.8.5.	Trámite de solicitudes de autorización definitiva ante la Dirección General de Energía, DGE	167
5.8.5.1.	Presentación de solicitud	168
5.8.5.2.	Remisión al departamento de electricidad.....	172
5.8.5.3.	Publicación.....	174
5.8.5.4.	Términos de referencia	176
5.8.5.5.	Acto público de apertura de plicas	179
5.8.5.6.	Análisis de la documentación.....	180
5.8.5.7.	Dictamen técnico	181
5.8.5.8.	Dictamen legal	183
5.8.5.9.	Acuerdo Ministerial	184
5.8.5.10.	Otorgamiento de contrato	185
5.8.6.	Solicitud de licencia de construcción ante las municipalidades.....	186
5.8.7.	Normas de seguridad de presas.....	187

5.8.8.	Procedimiento para el trámite de constitución de servidumbres.....	188
5.8.9.	Autorización para el acceso a la capacidad de transporte	191
5.8.10.	Inscripción como agente generador en el mercado mayorista.....	193
5.8.11.	Solicitud de exenciones fiscales.....	194
CONCLUSIONES.....		197
RECOMENDACIONES		199
BIBLIOGRAFÍA.....		201
APÉNDICE		207

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Organigrama del INDE	11
2.	Integración del Organismo Ejecutivo.....	44
3.	Organización del MEM	53
4.	Organización del CNEE	56
5.	Organización del AMM	63
6.	Matriz energética instalada	73
7.	Accesorios principales de un ciclo Rankine	80
8.	Corte longitudinal de una turbina de gas.....	86
9.	Planta de 171 MW Arizona Orazul Energy.....	88
10.	Arreglo de paneles fotovoltaicos	96
11.	Coeficiente de potencia en función de la velocidad específica	98
12.	Componentes principales de una turbina eólica.....	100

TABLAS

I.	Requisitos para ser agente del MM.....	41
II.	Generación hidroeléctrica	66
III.	Generación distribuida	67
IV.	Generación por turbinas de vapor	68
V.	Generación por turbinas de gas	69
VI.	Generación por motores de combustión interna	69
VII.	Generación de los ingenios azucareros – biomasa.....	70
VIII.	Generación energía geotérmica.....	71
IX.	Generación energía fotovoltaica	71

X.	Eólicas	72
XI.	Resumen de la matriz energética instalada	72
XII.	Generación hidráulica según la altura del salto	78
XIII.	Principales procesos de transformación y de los biocombustibles derivados	91
XIV.	Poderes caloríficos superior e inferior en residuos	92
XV.	Autorizaciones propias del sector eléctrico	108
XVI.	Clasificación de proyectos de generación de energía de acuerdo con el listado taxativo	113
XVII.	Ejemplo de edicto	125

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
H.P.	Caballos de fuerza, unidad de potencia
Q	Caudal
CO₂	Dióxido de carbono
US\$	Dólares estadounidenses
GWh	Giga-watt-hora, unidad de potencia eléctrica
Hz	Hertz
kV	Kilovoltio
kWh	Kilovatio hora
MW	Megavatio
η	Rendimiento de planta
H	Salto útil
Ω	Unidad de medida de impedancia eléctrica
V	Voltio
W	Watt

GLOSARIO

AMM	Administrador del Mercado Mayorista.
Agente	Todos los participantes comercialmente habilitados en el mercado mayorista.
CAFTA-DR	Tratado de Libre Comercio entre Estados Unidos, Centroamérica y República Dominicana.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
Comercializadora	Agentes del mercado eléctrico nacional encargados de realizar transacciones comerciales entre generadores, exportadores e importadores y demás agentes consumidores.
CONAMA	Comisión Nacional del Medio Ambiente.
CONAP	Consejo Nacional de Áreas Protegidas.
DEOCSA	Distribuidora Eléctrica de Occidente, Sociedad Anónima.
DEORSA	Distribuidora Eléctrica de Oriente, Sociedad Anónima.

DIGARN	Dirección General de Gestión Ambiental y Recursos Naturales.
Distribuidor	Agente del mercado eléctrico nacional encargado de dispensar energía eléctrica al usuario consumidor.
DGCL	Dirección General de Cumplimiento Legal.
DGCN	Dirección General de Coordinación Nacional.
DGE	Dirección General de Energía.
ECOE	Empresa de Comercialización de Energía Eléctrica del INDE.
Gran usuario generador	Agente del mercado eléctrico nacional encargado de la producción de energía eléctrica para suplir la demanda nacional y venta de energía en el mercado regional.
EEGSA	Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima.
EEIA	Estudio de Evaluación del Impacto Ambiental.
EEIA	Estudio de evaluación del impacto ambiental.
EGEE	Empresa de generación de energía eléctrica.
ETCEE	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE.

ECOE	Empresa de Comercialización de Energía Eléctrica del INDE.
IDAEH	Instituto de Antropología e Historia.
INAB	Instituto Nacional del Bosques.
INDE	Instituto Nacional de Electrificación.
LGE	<i>Ley general de electricidad.</i>
MARN	Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales.
MEM	Ministerio de Energía y Minas.
NEAST	Normas de estudios de acceso al sistema de transporte.
NTAUCT	Normas técnicas de acceso y uso de la capacidad de transporte.
OIT	Organización Internacional del Trabajo.
PGN	Procuraduría General de la Nación.
PPA	Por sus siglas en inglés contrato de compra de potencia y energía (<i>power purchase agreement</i>).

RECSA	<i>Reglamento de evaluación, control y seguimiento ambiental.</i>
RLGE	<i>Reglamento de la ley general de electricidad.</i>
SIGAP	Sistema guatemalteco de áreas protegidas.
SNI	Sistema nacional interconectado.
STEE	Sistema de transporte de energía eléctrica.
Transportista	Agente del mercado eléctrico nacional encargado de la construcción y operación de la red de transmisión del sistema eléctrico nacional.

RESUMEN

El funcionamiento del sistema nacional interconectado, SNI, influye en el despacho eléctrico, el cual tiene como objetivo primario, cubrir la demanda de Guatemala, esto mediante la disposición de la generación suficiente para mantener la frecuencia dentro de los valores nominales determinados por la normativa, técnica y comercial; aunado a los límites de operación establecidos por las unidades sincronizadas al sistema y a la carga en general del país.

El SIN, en sí, requiere de altos flujos de potencia que tienen como objetivo principal realizar el equilibrio dinámico entre la generación de las plantas en el sistema, los flujos de interconexión y la demanda que impera. Al mantener este equilibrio, la red funciona en régimen estable.

Dentro del aspecto legal y administrativo se pueden contemplar las premisas en las cuales se administra el mercado eléctrico nacional, esto según lo que indica la *Ley general de electricidad*, LGE, la cual lo rige; esta toma en consideración cuando la oferta de energía eléctrica no satisface las necesidades de la población guatemalteca, procede a desmonopolizar y descentralizar el sistema de generación de energía eléctrica del país, para su modernización y cumplir con los requerimientos de demanda de la población. En 1996, el Gobierno de Guatemala crea el Administrador del Mercado Mayorista, AMM, y la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE; entre las funciones de estos entes está la de garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica del país.

Esto definido como la responsabilidad de planificar la forma en la que se cubrirán las necesidades de potencia y energía del sistema contemplado en la LGE como “...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...”, en el que participan los generadores o productores, los transportistas, los distribuidores y los grandes usuarios.

OBJETIVOS

General

Proporcionar una herramienta para facilitar la realización del procedimiento administrativo para el ingreso de nuevas plantas de generación al sistema nacional interconectado.

Específicos

1. Facilitar información para el público en general respecto a la habilitación de plantas de generación.
2. Presentar un proceso eficiente en el procedimiento administrativo de habilitación de plantas de generación.
3. Indicar los requisitos técnicos y comerciales para la habilitación comercial de un agente generador.

INTRODUCCIÓN

A finales de los noventa, el Estado guatemalteco determinó que el camino más adecuado para crear un sector eléctrico eficiente, infería en dejar atrás la estructura de monopolio y dar paso a un mercado eléctrico; de esta manera, el sector eléctrico se modernizó dando paso a un mercado competitivo con incentivos para el ingreso de capital privado, inherente a las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de la energía en el sistema; esto para generar, como se mencionaba, competitividad en el mercado, definiendo así un sistema dinámico y eficiente en materia, técnica y económica.

Los requerimientos previstos para la creación de una mejor calidad en la energía y la eficiencia de los sistemas infieren en la inversión sobre la expansión real de los sistemas, en los aspectos de generación y de transmisión, capaz de transportar dicha expansión para la manutención de la demanda en constante aumento. Esto incrementa la complejidad de la operación del sistema de potencia.

En vista de lo anterior es correcto considerar un protocolo de habilitación de centrales eléctricas, definido como una guía para cumplir con los requisitos previstos por las *Normas de estudios de acceso al sistema de transporte NEAST*, en el cual se consideren los lineamientos generales que incluyan los proyectos futuros de generación y transporte correspondientes al PET y al PEG de acuerdo con las NEAST, se estudien las consideraciones operativas para los años contemplados (2008 – 2018) en las estacionalidades y demandas

requeridas e incluyan las condiciones antes y después de la conexión de los proyectos a presentar ante el AMM.

En el primer capítulo se trata la historia del mercado eléctrico; se describe la gestión privada y pública, la expansión y gestión mixta, el modelo estatal, la transición del modelo estatal al regulado y el marco regulatorio.

El segundo capítulo se refiere al mercado eléctrico mayorista en Guatemala, tecnologías disponibles, aspectos importantes de la norma de conexión vigente; luego, se analizan aspectos técnicos, económicos y ambientales de un proyecto de generación de energía desde su construcción y operación.

En el tercer capítulo, enfoca a las instituciones y la gobernabilidad del sistema eléctrico, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, el Ministerio de Energía y Minas y el Administrador del Mercado Mayorista.

El cuarto capítulo desarrolla lo referente al sistema nacional interconectado; se desarrolla la capacidad instalada, la composición de las tecnologías instaladas en el sistema nacional interconectado y la composición del sistema de transporte o transmisión.

El quinto y último capítulo se refiere a los requisitos para la participación como agente generador en el mercado mayorista; se desarrolla lo relacionado ante el Consejo Nacional de Áreas Protegidas, el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, ante el Ministerio de Energía y Minas, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, el Administrador del Mercado Mayorista y la Superintendencia de Administración Tributaria.

Cabe mencionar que debido al uso de rubros económicos dentro de este trabajo de tesis, la relación era de Q 7,48332 por un dólar estadounidense según información prevista por la página del Banco de Guatemala, al momento de realizar este trabajo de tesis.

1. HISTORIA DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

1.1. El mercado mayorista

El funcionamiento del SNI infiere al despacho eléctrico, el cual tiene como objetivo primario cubrir la demanda del SNI, esto mediante la disposición de la generación suficiente para mantener la frecuencia dentro de los valores nominales definidos según la normativa, dentro de los límites de operación establecidos por las unidades sincronizadas al sistema.

El SIN, en sí, requiere de altos flujos de potencia que tienen como objetivo principal realizar el equilibrio dinámico entre la generación de las plantas en el sistema, los flujos de interconexión y la demanda dinámica que impera. Al mantener este equilibrio, la red funciona en régimen estable.

Dentro del aspecto legal y administrativo que infiere al SNI se puede contemplar la modernización de las premisas en las cuales se administra el mercado eléctrico nacional, según indica la LGE, considerando que anterior a la reestructuración del mercado eléctrico, la oferta de energía eléctrica no satisfacía las necesidades de la mayor parte de la población guatemalteca, se desmonopoliza y descentraliza el sistema de generación de energía eléctrica del país. En 1996, el Gobierno de Guatemala crea las bases e instituciones que regularan, monitorizaran y operarán el mercado eléctrico; a lo largo de este capítulo se explicará la transformación del SNI como monopolio a la estructura actual del mercado mayorista.

1.2. Breve historial del mercado eléctrico nacional

Esta puede determinarse a partir de 1870, donde se inicia la construcción de plantas generadoras del tipo hidrológicas y empresas de distribución, todas ellas de capital privado operando bajo administración estatal; en octubre de 1894, el Ministerio de Fomento aprovecha las cascadas del río Michatoya, cerca de Palín en el departamento de Escuintla, para producir electricidad y proporcionar energía a la ciudad capital, Antigua Guatemala, Chimaltenango, Amatitlán, Palín y Escuintla.

En diciembre de 1894 se constituye la sociedad anónima Empresa Eléctrica de Guatemala, la cual modificó su razón social en 1925, a Empresa Guatemalteca de Electricidad, Inc. Se integra en 1928 la Empresa Eléctrica de Antigua, que distribuye energía eléctrica a los sectores de Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez; se reforma a Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, EEGSA, en octubre de 1939.

El INDE fue creado en el año 1959 y se le transfiere el control de las plantas de generación públicas y se le traslada el monopolio del sector eléctrico; en el año 1960 se inicia la consolidación del modelo estatal y el INDE toma un papel autoregulador y se establece el modelo vertical; se integra la electricidad, distribución y transporte de energía del país. En 1972, se integra a la EEGSA, tras finalizar la concesión brindada, se determina que la EEGSA pasa a ser parte del INDE y esta última procede con su función de comercializar la energía eléctrica en el área central del país.

En ese entonces los encargados de la distribución de energía eléctrica en el país se dividían por sectores; EEGSA, encargada de las áreas de Guatemala, Escuintla, Sacatepéquez e INDE atiende al occidente y oriente del país.

En 1986 se aprueba una ley para fomentar las fuentes renovables de energía, Decreto Ley 20-86. Este contemplaba la exoneración de los derechos aduanales y de impuestos sobre la renta para proyectos que utilizaba fuentes renovables; esto incluía a los ingenios, utilizando bagazo de caña para la cogeneración de energía eléctrica.

Da inicio a la participación privada, en 1992 se da el primer contrato de compra de potencia y energía (PPA o *power purchase agreement*); estos contratos dados entre la EEGSA y el INDE no fomentaron la competencia en el mercado y su función momentánea fue solamente la de superar la deficiencia energética que imperaba en el país.

Derivado que la inversión en generación, transporte y distribución, estaban en manos del Estado y para evitar el descontento popular por las tarifas, las cuales no reflejaban costos reales, obligó al Estado a subsidiar la tarifa por el servicio de distribución y como consecuencia endeudarse.

1.3. Constitución de la Ley general de electricidad

El INDE procede con lo contemplado por la ampliación del sistema de transporte y generación para cumplir con la creciente demanda del SNI de Guatemala; esto deriva en que la inversión hecha por el Estado en cuestión de generación, transporte y distribución degenera en un aumento no real en la tarifa al usuario final; esto obliga al Estado a subsidiar la tarifa y como consecuencia endeudarse, aumentando la deuda externa, está alcanzando los ya casi US\$ 55 millones.

Para evitar el incremento en este endeudamiento el INDE suspende sus planes de expansión en materia de generación, transmisión y distribución; esto

impacta directamente en la calidad de servicio brindada al usuario y repercute sobre el crecimiento en la cobertura y desarrollo del país; se mantienen en suspensión los planes de electrificación que desemboca en la crisis energética, donde previamente a la LGE los usuarios presentaban solicitudes de conexión que pasaban por un proceso largo que generalmente no presentaba resultados prometedores; no había ninguna disposición legal que fijara plazos y obligara al trámite de las solicitudes de conexión ni entidad que las supervisara; esto se debía principalmente a que el mayor inversionista y el único distribuidor era el Estado, a través del INDE.

Derivado de las causas anteriores, para determinar un sistema que pudiera demostrar seguridad y sostenimiento a largo plazo, y que contemplara la ampliación de la cobertura dentro del país y su sustento. Se plantea la emisión de una ley. A principios del año 1996 se presenta ante el Congreso de la República el proyecto de ley denominado LGE, que plasma los elementos para atraer la inversión privada en generación, transporte y distribución.

El 16 de octubre de 1996, la Comisión de Energía del Congreso de la República da luz verde a la LGE, en al cual citaba textualmente “La desmonopolización y despolitización a actividades del subsector, al crear los entes y las instancias que regulan y evitan las inferencias políticas que tantas distorsiones y perjuicios han causado y pueden causar, si no se establecen disposiciones legales claras y de aplicación general que es lo que pretende precisamente esta ley, buscando ante todo el bien común.”¹ Esta entra en vigencia el 15 de noviembre de 1996 luego de deliberaciones, pasos de ley, solicitudes de enmienda y su final aprobación por el Congreso de la República y el Organismo Ejecutivo.

¹ Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Informe de gestión 1997-2002*. Falta página.

En esta se contemplan algunos aspectos importantes:

- Apertura de participación del sector privado en la generación, transporte y distribución de energía eléctrica.
- Separación de funciones entre entidades del sector público.
- Aparecen figuras jurídicas como, el AMM y la CNEE.
- Estableció la forma de aprobación de tarifas para los usuarios finales, eliminando la discrecionalidad y quitándole la responsabilidad directa al gobierno central.
- Desintegración del sistema vertical de las empresas relacionadas con el subsector eléctrico.
- Instituye un régimen de calidad del servicio en lo relacionado a transporte y distribución.
- Constituye un sistema de sanciones para las empresas relacionadas con el subsector eléctrico.
- Confiere derechos elementales a los usuarios, acceso al servicio con requisitos y plazos predeterminados, un procedimiento y plazos para atender sus reclamos y quejas, derecho a la calidad en el suministro.
- Estableció una diferencia entre la distribución final y la distribución privada, de igual forma con el transporte.

- Procedimientos para contratar generación para cubrir requerimientos de demanda.
- Le da la capacidad al órgano regulador de emitir normas para fiscalizar la calidad de cada una de las actividades.

Estas entre muchas cosas más que define la LGE.

Con la ejecución y puesta en marcha de la LGE en 1996, se implementa una reforma para la creación de un mercado eléctrico y se da la privatización de las principales empresas distribuidoras de energía eléctrica en el país. Mantiene en la actualidad aun en el Estado algunas empresas pequeñas de distribución, en su mayoría en el área rural, tal es el caso de las empresas eléctricas municipales. De igual forma, mediante la figura del INDE, se representan algunas de las más grandes plantas hidroeléctricas del país, que además de esta labor, controla la red de transmisión eléctrica.

Se convierte en política de Estado ampliar la participación privada en el sector energía y no realizar inversiones públicas, salvo por vía de la financiación de subsidios para la inversión en electrificación rural, con esto se abre la participación privada a la comercialización y distribución y se continua dar libertad al mercado eléctrico; se dan mayores niveles de competencia en el mercado y se inicia la elaboración y puesta en vigencia de los reglamentos necesarios para hacer operativa la LGE; se da la creación y entrada en operación de las instituciones sectoriales, la CNEE en mayo de 1997 y el AMM en noviembre de 1998.

Tomando control el AMM y la CNEE se da inicio a la aplicación de tarifas de energía eléctrica con estructura técnica para todos los usuarios de las

empresas distribuidoras; se aplican los cambios en la tarifa tomando como base el US\$, por ende, las tarifas varían respecto del tipo de cambio y el incremento del precio del petróleo. Se observan cambios substanciales en materia de mercado, se aplica la legislación del nuevo marco legal, el sector público sale del negocio de la distribución de energía eléctrica y juega un papel subsidiario; aumentan las inversiones y representan más del 50 % del mercado de generación y el 90 % del mercado de distribución.

Un aspecto importante es la creación de la tarifa social el 02 de enero del 2001, según Decreto Número 96-2000, que contiene la *Ley de la tarifa social para el suministro de energía eléctrica*, con la finalidad de favorecer al usuario regulado cuyo consumo no supere los 300 kWh.

1.4. Instituto Nacional de Electrificación, INDE

Documentación técnica y normativa de estrategias de política fiscal, formulación del proyecto de Presupuesto General de Ingresos y Egresos del Estado, así como de planificación anual y multianual para proyectos de inversión pública y metas establecidas.

1.4.1. Análisis de historiales de ventas de los productos más

El 27 de mayo de 1959 fue creado el Instituto Nacional de Electrificación, INDE, mediante Decreto No. 1287 del Congreso de la República. La *Ley Orgánica del INDE* y sus reformas establece lo siguiente: Artículo 1 “El Instituto Nacional de Electrificación, es una entidad estatal, autónoma y descentralizada, la cual goza de autonomía funcional, patrimonio propio, personalidad jurídica y

plena capacidad para adquirir derechos y contraer obligaciones en materia de competencia.”²

Sus funciones se rigen por la ley contenida en el Decreto Número 64-94 de fecha 7 de diciembre de 1994 y sus reformas, por sus reglamentos internos y por los acuerdos que emite el consejo directivo.

Las empresas de generación de energía eléctrica del INDE, EGEE y ETCEE fueron creadas a través de la resolución contenida en el punto sexto del acta número 40-97 de la sesión celebrada por el consejo directivo del INDE, el día 14 de octubre de 1997.

La Empresa de Comercialización de Energía Eléctrica del INDE, ECOE, fue creada el 22 de junio de 2000 como resultado de los procesos de modernización de la institución.

El INDE ha sido una pieza fundamental en el desarrollo nacional, genera la energía necesaria para industrias, empresas, comunidades y hogares; ilumina un sendero de crecimiento continuo para Guatemala.

El órgano superior de la administración del INDE es el consejo directivo, el que está conformado por miembros del MEM, Ministerio de Economía, la Secretaría de Planificación y Programación de la Presidencia, Asociación Nacional de Municipalidades, asociaciones empresariales y entidades sindicales. La gerencia general es la encargada de la ejecución de las instrucciones y directrices emanadas del consejo directivo; además, debe realizar la administración y gobierno de la institución.

² Instituto Nacional de Electrificación, INDE. *Decreto No. 1287 del Congreso de la República. Ley Orgánica del INDE.* <https://es.scribd.com/document/355756715/LEY-ORGANICA-DEL-INDE-pdf>. Consulta: 12 de noviembre de 2015.

1.4.2. Visión

“Ser la institución eléctrica nacional líder e impulsora del desarrollo del mercado eléctrico nacional y regional cumpliendo con estándares de calidad mundial, a través de la actualización tecnológica y excelencia de su recurso humano”.³

1.4.3. Misión

“Contribuir al desarrollo del mercado eléctrico nacional y regional, a través de la producción, transporte y comercialización de electricidad, permitiendo como empresa nacional cumplir con su función social, incrementar la electrificación rural, suministrar un servicio eficiente y de calidad para el progreso de Guatemala”.⁴

1.4.4. Organización del INDE

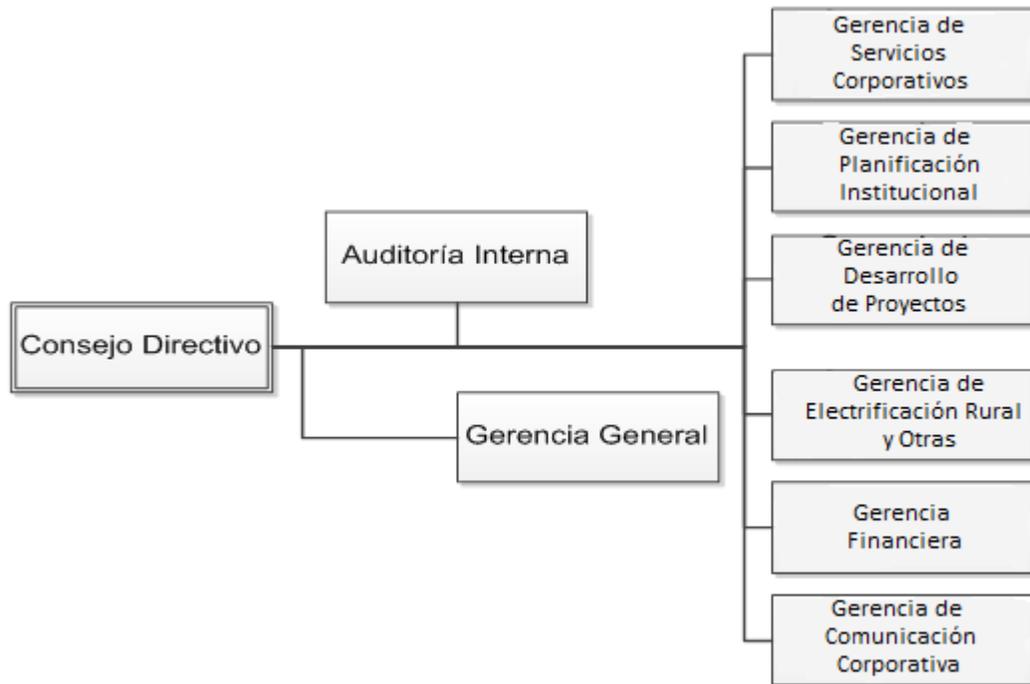
El órgano superior de la administración del INDE es su consejo directivo, el cual está integrado por representantes del Ministerio de Energía y Minas, el Ministerio de Economía, la Secretaría de Planificación y Programación de la Presidencia, la Asociación Nacional de Municipalidades, la Cámara de Asociaciones Empresariales, y asociaciones y/o sindicatos de los trabajadores del país. El consejo directivo dictamina las directrices a seguir en la institución, tanto interna como externamente.

³ INDE. *Manual de organización y funciones del Instituto Nacional de electrificación, INDE, año 2012*. <http://www.inde.gob.gt/portal/images/descargas/acceinf01.pdf>. Consulta: 4 de enero de 2018.

⁴ *Ibíd.*

- Gerencia General: está encargada de la ejecución de las directrices y políticas emanadas del consejo directivo, además de llevar la administración y gobierno de la Institución.
- Gerencia de Generación: es la encargada de operar las centrales, plantas y unidades de generación para comercializar energía eléctrica en el mercado eléctrico nacional y regional.
- Gerencia de Transporte de Energía Eléctrica: presta el servicio de transporte de electricidad en forma continua y eficiente entre sus productores y consumidores.
- Gerencia de Servicios Corporativos: es la encargada de dirigir los lineamientos administrativos internos.
- Gerencia de Electrificación Rural y Obras: elabora planes de electrificación rural de acuerdo a las políticas dictadas por el Estado de Guatemala a través del Ministerio de Energía y Minas al INDE.
- Gerencia Financiera: maneja y controla ingresos y egresos de la institución.
- Asesoría Jurídica: como su nombre lo indica, asesora jurídicamente a la institución.

Figura 1. Organigrama del INDE



Fuente: INDE. *Manual de organización y funciones del Instituto Nacional de electrificación, INDE, año 2012.* <http://www.inde.gob.gt/portal/images/descargas/acceinf01.pdf>. Consulta: 4 de enero de 2018.

1.4.5. Empresas del INDE

- “Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE, EGEE
- Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE, ETCEE
- Empresa de Comercialización de Energía Eléctrica del INDE, ECOE”⁵

⁵ INDE. *Manual de organización y funciones del Instituto Nacional de electrificación, INDE, año 2012.* <http://www.inde.gob.gt/portal/images/descargas/acceinf01.pdf>. Consulta: 4 de enero de 2018.

1.4.5.1. Empresa de Generación de Energía Eléctrica, EGEE

Empresa del INDE encargada de los programas y proyectos actuales y futuros en materia de generación que le competen al INDE, para cumplir con la misión de la empresa, respetando el medio ambiente y garantizando el suministro de potencia y energía en el proceso de generación de las distintas plantas de energía instaladas por el INDE para el mercado mayorista y el mercado regional.

1.4.5.2. Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica, ETCEE

La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE tiene como finalidad el transporte de energía eléctrica de manera continua en el SNI y de las interconexiones regionales, operación, mantenimiento, mejoras y ampliaciones de la infraestructura de transformación, control y comunicaciones. Así como de participar en el subsector eléctrico nacional como empresa de servicio de transporte de electricidad y el mercado eléctrico regional.

1.4.5.3. Empresa de Comercialización de Energía, ECOE

Es la empresa del INDE que busca fomentar, impulsar la comercialización de potencia, energía y servicios, especialmente de fuentes renovables, en el mercado eléctrico nacional y regional bajo un marco de sostenibilidad socioambiental y estabilidad económica institucional, para estimular el desarrollo social del país. La ECOE tiene como función comercializar en el mercado mayorista. Su actividad principal es comprar y vender bloques de

potencia y energía eléctrica con carácter de intermediación en el mercado nacional e internacional.

1.5. Resumen de hechos históricos del subsector eléctrico de Guatemala

A continuación, se presenta parte de la reseña histórica del subsector eléctrico de Guatemala.

1.5.1. 1870 – 1930

- Se construyen las primeras plantas generadoras y empresas de distribución, todas privadas, en su mayoría operando bajo concesiones para vender energía en áreas específicas.
- Coexisten aprovechamientos privados de pequeñas hidroeléctricas.
- La mayoría de plantas en el país son hidráulicas.
- Las tarifas son fijadas en forma privada.
- Se instala la línea de transmisión Palín – Guatemala.
- Se crea la Empresa Eléctrica de Guatemala que obtiene concesión por 50 años para proporcionar energía eléctrica a los departamentos de Guatemala y Sacatepéquez.⁶

1.5.2. 1930 – 1944

- Se crea la primera empresa eléctrica estatal, denominada Santa María.
- Auge de pequeñas plantas municipales, algunas concesionadas.
- Electric Bond and Share Co. (Ebasco) construye la primera planta termoeléctrica importante, denominada La Laguna, ubicada en el km 38,5 carretera circunvalación al lago Amatitlán; estaba encargada de suministrar energía

⁶ Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Informe de gestión 1997-2002*. p. 7.

eléctrica en el sector, siendo la primera planta térmica de su tecnología en el país.⁷

1.5.3. 1945 – 1960

- En 1945 se crea el Departamento de Electrificación en la Dirección General de Obras Publicas del Ministerio de Fomento que construyó varias hidroeléctricas públicas.
- En 1959 se crea el INDE, se trasladan plantas públicas y se le otorga el monopolio del sector eléctrico.
- La primera ley del INDE establece la integración del directorio, con directores públicos y privados. En 1959 se modificó: el presidente de la Republica nombraría a los directores.
- El INDE adquiere algunas plantas municipales y privadas para integrarlas al sistema INDE-EEGSA.⁸

1.5.4. 1960 - 1970

- Se crea el sistema interconectado INDE-EEGSA y se inicia la especialización generación / distribución.
- EEGSA deja de invertir en generación por acercarse el fin de la concesión, previsto para 1972.
- A raíz de la falta de inversión en la expansión del sistema de generación y de transporte, se evidencia una posible crisis en la confiabilidad y cubrimiento de la demanda nacional, está en constante crecimiento.⁹

1.5.5. 1970 - 1980

- Con la crisis petrolera mundial de 1972, se inicia el deterioro de la posición financiera de la EEGSA. Las tarifas son fijadas por el Gobierno.
- INDE regula y compete en el mercado, ejerce monopolio de generación y distribución.

⁷ Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Informe de gestión 1997-2002*. p. 7.

⁸ *Ibíd.*

⁹ *Ibíd.* p. 8.

- Se inician los estudios para las grandes hidroeléctricas.
- Inicia operaciones la planta hidroeléctrica Jurún Marinalá con capacidad instalada de 60 MW.¹⁰

1.5.6. 1980 – 1990

- Generación, transmisión y distribución en manos del Estado INDE-EEGSA.
- Tarifas subsidiadas por el Estado.
- El sistema consolida su estructura hidroeléctrica con la puesta en operación de las plantas hidroeléctricas Aguacapa con capacidad instalada de 90 MW y Chixoy con capacidad instalada de 300 MW.
- Se terminan las grandes inversiones en 1982, sin concretar los proyectos Chulac, Xalalá y Serchil.
- Como parte de la ejecución del golpe de Estado, se cancela el plan maestro del INDE, el cual contemplaba la construcción de las hidroeléctricas Chulac, Xalalá y Serchi.
- Se evidencian los préstamos externos, el ciclo de pagos y subsidios al Gobierno, denominada Rueda de Caballitos.
- Crisis de credibilidad técnica, fallas en Chixoy y Aguacapa.
- Crisis de credibilidad por señalamientos de corrupción.
- Condiciones macroeconómicas adversas al sector, devaluación del quetzal y crisis fiscal recurrente.
- Insostenible déficit de las empresas públicas.
- En el sector se principia a hablar de cogeneración privada, generación para autoconsumo con subproductos de la molienda y el exceso se vende en el sistema.
- Se da inicio al sistema interconectado con El Salvador.
- En 1986 inicia operaciones la línea de interconexión Guatemala Este – Ahuachapán en 230 kV.

¹⁰ Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Informe de gestión 1997-2002*. p. 8.

- A nivel técnico se inicia la capacitación y el estudio de nuevos modelos sectoriales y experiencias internacionales.¹¹

1.5.7. 1991 – 1993

- Crecimiento de la demanda y estancamiento de la oferta.
- Reconocimiento de que el modelo estatal no es el adecuado para el desarrollo del subsector.
- Ante la falta de oferta para suplir la demanda, se raciona el suministro eléctrico de forma planificada.
- Inicio de eliminación de subsidios y distorsiones tarifarias.
- Ajuste progresivo de las tarifas. El último de los ajustes se revierte por amparo interpuesto por el Procurador de los Derechos Humanos.
- Crisis financiera estatal limita inversiones.
- La política implícita se orienta a un sistema mixto, con más diversidad de fuentes.
- Clara decisión del INDE, con anuencia del Gobierno, de salirse del negocio. El crecimiento de la oferta se hará mediante generación privada.
- Se cancelan proyectos y préstamos de la vieja escuela quinto proyecto de energía, inversión pública en planta geotérmica.
- Se adquiere la planta Stewart & Stevenson.
- Se concreta el primer PPA con Puerto Quetzal Power Co. (Enron), negociado en contexto de crisis.
- Se concreta contrato con Wartsila.
- Se realiza el concurso para generar en Champeríco.
- Se negocian 13 contratos de generación.

¹¹ Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Informe de gestión 1997-2002*. p. 9.

- EEGSA establece la necesidad de un subsidio debido a que los costos de producción son más altos que la tarifa no ajustada por el amparo al Procurador de los Derechos Humanos.¹²

1.5.8. 1993 – 1997

- Se mantienen la política de crecimiento privado de la oferta de energía.
- La demanda sigue creciendo.
- Se adelanta la preparación del marco regulatorio consensuado con el sector eléctrico.
- Se confirman los ajustes tarifarios.
- Se aprueba la nueva Ley del INDE en diciembre de 1994.
- El modelo será mixto, con incremento de plantas térmicas e hidráulicas pequeñas.
- Se desregula y desmonopoliza el sector.
- Nuevo marco legal, entra en vigencia la LGE con el decreto No. 93-96 de fecha 15 de noviembre de 1996, se crea la CNEE y se consolida la apertura:
 - Generación
 - Distribución
 - Comercialización
- Se deroga el artículo 1520 del *Código civil* sobre la fijación de tarifas para servicios públicos del Ejecutivo.
- Se incrementa la participación privada.
- Incremento sustantivo de la participación privada en generación.
- Disminución intencional de la intervención del Estado en las actividades y proyectos de generación eléctrica.
- Respeto irrestricto de los contratos existentes.

¹² Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Informe de gestión 1997-2002*. p. 9.

- Fuerte inversión externa en el sector eléctrico.
- Se comienza a percibir el efecto de la generación privada con la entrada en operación de nuevos proyectos.
- La calidad del servicio mejora, disminuyendo la cantidad de apagones, hasta ser casi inexistentes en el área de EEGSA.
- Se atiende la demanda insatisfecha.
- Los precios reflejan las tendencias mundiales de los insumos básicos de generación.¹³

1.5.9. 1997 – 2018

- Se convierte en política de Estado el ampliar la participación privada en el sector energía y no realizar inversiones públicas, salvo por vía de la financiación de subsidios para la inversión en electrificación rural.
- Se abre la participación privada a la comercialización y distribución.
- Se continúa liberalizando el mercado eléctrico.
- Mayores niveles de competencia en el mercado.
- Se inicia la elaboración y puesta en vigencia de los reglamentos necesarios para hacer operativa la ley.
- Se crean y entran en operación las nuevas instituciones sectoriales: CNEE como ente regulador en mayo de 1997 y el AMM como ente operador en mayo de 1998.
- A partir de mayo de 1998, se inicia la aplicación de tarifas de energía eléctrica con estructura técnica, para los usuarios regulados de las empresas distribuidoras.
- Se inicia la aplicación de tasa de cambio del quetzal respecto al US\$ en la determinación de las tarifas.

¹³ Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Informe de gestión 1997-2002*. p. 10.

- Las tarifas son variables, de acuerdo a las reglas que introducen certeza; se ajustan a los términos reales y esencialmente por efecto del deslizamiento del tipo de cambio y el incremento del precio del petróleo.
- Se venden activos del sector público eléctrico:
 - Stewart & Stevenson y La Laguna con PPA's.
 - Acciones de EEGSA.
 - Empresa de distribución del INDE.
- Nuevos proyectos de generación privada con PPA entran en operación.
- Por primera vez en Guatemala se dan inversiones en generación mercante privadas: GENOR, GGG y La Esperanza.
- El mercado empezó a mostrar resultados de eficiencia económica, la institucionalidad se consolida, se aplica la legislación del nuevo marco legal, el sector público ha salido del negocio de la distribución de energía eléctrica y juega un papel subsidiario, las inversiones han crecido hasta el punto de representar más del 50 % del mercado de generación y más del 90 % del mercado de distribución.
- Se crea la tarifa social en enero de 2001, por medio del Decreto No. 96-2000, que contiene la *Ley de la tarifa social para el suministro de energía eléctrica*, con la finalidad de favorecer al usuario regulado cuyo consumo no supere los 300 KWH, considerando que este segmento es el más afectado por el incremento de costos en la producción de energía eléctrica.
- El AMM toma control total de la operación del SNI mediante el Centro de Despacho de Carga el 04 de noviembre de 2004, el control del sistema había estado a cargo del CENADO ubicado en la subestación Guatemala Sur.
- El 01 de abril del 2009, inicia operaciones la línea de interconexión Guatemala – México en 400 kV, conectada entre las subestaciones Los Brillantes en Guatemala y Tapachula en México.
- El 22 de enero de 2012, inicia operaciones la línea de interconexión Aguacapa – Ahuachapán 230 kV, como parte del sistema SIEPAC – Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de Centro América.
- El 07 de noviembre de 2011, inicia operaciones la línea de interconexión Panaluya – San Buenaventura 230 kV, esta conecta los países de Guatemala y Honduras.
- El 01 de junio de 2013, entra en vigencia el *Reglamento del mercado eléctrico regional*, RMER, regulando las operaciones eléctricas comerciales entre los países de Centro América.

- El 28 de noviembre de 2014, se modifica la configuración de la línea Aguacapa – Ahuachapán 230 kV, al quedar habilitada comercialmente la subestación La Vega 2, la nueva línea sería La Vega 2 – Ahuachapán 230 kV, entre los países de Guatemala y El Salvador.
- El 09 de febrero de 2015, habilitada comercialmente primer planta fotovoltaica en el mercado eléctrico nacional, Horus primera fase con una potencia instalada de 50 MW, la segunda fase el 26 de julio de 2015 con una potencia instalada de 30 MW.
- El 19 de abril de 2015, habilitada comercialmente primera planta eólica en el mercado eléctrico nacional, Eólico San Antonio El Sitio con una potencia instalada de 52,80 MW.
- Habilitada comercialmente en el mercado eléctrico la central eléctrica Jaguar, el 21 de junio de 2015, con una potencia de 300 MW.
- El 6 de diciembre de 2015, habilitada comercialmente la planta eólica Viento Blanco con una potencia instalada de 23.1 MW.
- Guatemala ha sido el único país en la región que no ha enfrentado racionamientos desde la reforma del 1996.
- En 2015 la demanda de energía se ubicó en 1 672,1 MW con un consumo de 9 467 GWh representando un crecimiento del 5,73 % anual.
- Del lado de la oferta, la generación total de electricidad alcanzo los 10 302 GWh (no incluyendo importaciones por 585 GWh).
- La participación privada alcanza los 81,8 % dándole un margen a la generación publica de 18,2 %.
- Del PET, Plan de Expansión de Transporte, y el PETNAC, Plan de Expansión de Transporte Nacional, se licitan 845 km de líneas de transmisión en alta tensión 230 kV y 574 km en media tensión 69 kV.
- Instalado segundo banco de transformación 400/230 kV en Subestación Los Brillantes en marzo 2017.
- Demanda máxima histórica nacional de 1 762,50 MW el 20 de marzo de 2018.¹⁴

¹⁴ Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Informe de gestión 1997-2002*. p. 10.

2. MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA EN GUATEMALA

2.1. Ley general de electricidad

Decreto No. 93-96 El congreso de la República de Guatemala emita la *Ley general de electricidad*, de la cual, a continuación, se mencionan algunos de los artículos que se relacionan con las solicitudes de agentes del mercado mayorista:

Artículo 1. La presente ley norma el desarrollo del conjunto de actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad, de acuerdo con los siguientes principios y enunciados:

- 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;
- b) Es libre el transporte de electricidad, cuando para ello no sea necesario utilizar bienes de dominio público; también es libre el servicio de distribución privada de electricidad;
- c) En los términos a que se refiere esta ley, el transporte de electricidad que implique la utilización de bienes de dominio público y el servicio de distribución final de electricidad, estarán sujetos a autorización;
- d) Son libres los precios pro la prestación del servicio de electricidad, con la excepción de los servicios de transporte y distribución sujetos a autorización. Las transferencias de energía entre generadores, comercializadores, importadores y exportadores, que resulten de la operación del mercado mayorista, estarán sujetos a regulación en los términos a que se refiere la presente ley.

Artículo 2. Las normas de la presente ley son aplicables a todas las personas que desarrollen las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad, sean estas individuales o jurídicas, con participación privada, mixta o estatal, independientemente de su grado de autonomía y régimen de constitución.

Artículo 3. Salvo lo que en esta ley expresa, el Ministerio de Energía y Minas, en adelante Ministerio, es el órgano del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes de Estado, programas indicativos relativos al subsector

eléctrico y aplicar esta ley y su reglamento para dar cumplimiento a sus obligaciones.

Artículo 6. Para los efectos de esta ley se establecen las siguientes definiciones que serán aplicables a los servicios, actividades y personas que desarrollen las actividades de producción o generación, transporte o transmisión, distribución y comercialización de electricidad.

Autoprodutor: es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, cuya producción destina exclusivamente a su propio consumo.

Adjudicatario: es la persona individual o jurídica a quien el Ministerio otorga una autorización, para el desarrollo de las obras de transporte y distribución de energía eléctrica, y está sujeto al régimen de obligaciones y derechos que establece la presente ley.

Agentes del Mercado Mayorista: son los generadores, comercializadores, distribuidores, importadores, exportadores y transportistas cuyo tamaño supere el límite establecido en el reglamento de esta ley.

Generador: es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, que comercializa total o parcialmente su producción de electricidad.

Distribuidor: es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica.

Comercializador: es la persona, individual o jurídica, cuya actividad consiste en comprar y vender bloques de energía eléctrica con carácter de intermediación y sin participación en la generación, transporte, distribución y consumo.

Evaluación de impacto ambiental: procedimiento mediante el cual la autoridad competente se pronuncie sobre el impacto ambiental de un proyecto.

Gran Usuario: es aquel cuya demanda de potencia excede el límite estipulado en el reglamento de esta Ley.

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.

Sistema de Transmisión: es el conjunto de subestaciones de transformación y líneas de transmisión, entre el punto de entrega del generador y el punto de recepción del distribuidor o de los grandes usuarios y comprende un sistema principal y sistemas secundarios.

Sistema principal: es el sistema de transmisión compartido por los generadores. La comisión definirá este sistema, de conformidad con el informe que al efecto le presente el Administrador del Mercado Mayorista.

Sistema Secundario: es aquel que no forma parte del sistema principal. Los sistemas de distribución privada y final no forman parte del sistema secundario.

Sistemas de distribución: es el conjunto de líneas y subestaciones de transformación de electricidad, destinadas a efectuar la actividad de distribución y que funcionen a los voltajes que especifique el reglamento.

Sistema Eléctrico Nacional: es el conjunto de instalaciones, centrales generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas, redes de distribución, equipo eléctrico, centros de carga y en general toda la infraestructura eléctrica destinada a la prestación del servicio, interconectados o no, dentro del cual se efectúan las diferentes transferencias de energía entre diversas regiones del país.

Sistema Nacional Interconectado: es la porción interconectada del Sistema Eléctrico Nacional

Transmisión: es la actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica a través del sistema de transmisión.

Transportista: es la persona, individual o jurídica, poseedora de instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de electricidad.

Usuario: es el titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica.

Artículo 7. Una misma persona, individual o jurídica, al efectuar simultáneamente las actividades de generar y transportar y/o distribuir energía eléctrica en el sistema eléctrico nacional deberá realizarlo a través de empresas o personas jurídicas diferentes. Sin perjuicio de lo anterior, los generadores los adjudicatarios de servicio de distribución final podrán ser propietarios de líneas de transmisión secundarias, para conectarse al Sistema Nacional Interconectado, y los adjudicatarios de servicios de distribución final, de centrales de generación de hasta 5 MW.

El presente artículo no será aplicable a las empresas con potencias de generación instaladas de hasta 5 MW, ni a las empresas eléctricas municipales, cualquiera que sea su capacidad instalada, salvo el caso cuando se trate de empresas o entidades municipales de capitales mixtos o financiados con recursos no municipales.¹⁵

2.2. Reglamento de la Ley general de electricidad

Acuerdo Gubernativo Número 256-97 el presidente de la república de Guatemala acuerda emitir el *Reglamento de la ley general de electricidad*,

¹⁵ Congreso de la República de Guatemala. *Ley general de electricidad, Decreto Número 93-96.* <http://www.amm.org.gt/pdfs/AMM-ley-general-electricidad.pdf>. Consulta: 6 de enero de 2018.

del cual, a continuación se menciona lo más relevante en cuanto a la constitución de servidumbres de bienes de dominio público y privado.

Artículo 1. Definiciones. Para los efectos de este Reglamento se establecen las siguientes definiciones, las cuales se suman a aquellas contenidas en la *Ley general de electricidad*.

Alta tensión: (reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 682007). Nivel de tensión superior a sesenta mil (60 000) voltios.

Baja tensión: (reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 682007). Nivel de tensión igual o inferior a mil (1 000) voltios.

Central: es el conjunto de una o más Unidades Generadoras de energía eléctrica, localizadas en un mismo emplazamiento.

Cogenerador: es el propietario de instalaciones de producción de energía que la utiliza para uso propio y tiene excedentes para la venta a terceros.

Comisión: Es la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, establecida de acuerdo a la *Ley general de electricidad*.

Contratos existentes: son los contratos de suministro de energía eléctrica entre generadores y empresas distribuidoras, suscritos antes de la entrada en vigencia de la Ley y vigentes a la promulgación del Reglamento.

Contratos a término: (reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Es el conjunto de transacciones de compraventa de electricidad pactados a plazo entre agentes del mercado mayorista mediante contratos.

Función de transportista: (reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Es una empresa distribuidora que cumple las veces de transportista para un generador o gran usuario, conectado en su red de media o baja tensión.

Mercado spot: (reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Es el conjunto de transacciones de compra-venta de electricidad de corto plazo, no basado en contratos a término.

Potencia contratada: es la potencia establecida en un contrato de suministro entre un distribuidor y un usuario, obligando al distribuidor a tenerla disponible a requerimiento de éste, en cualquier momento. La potencia contratada da derecho a tener una demanda máxima de potencia igual a dicho valor suscrito.

Potencia de punta: (reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Para el mercado mayorista, es la demanda máxima horaria de potencia que se produce en un período anual. Para un distribuidor o gran usuario es su demanda de potencia coincidente con la potencia de punta del sistema nacional interconectado.

Potencia firme: (reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Es la potencia comprometida en contratos para cubrir demanda firme.

Potencia máxima: es la potencia máxima que una unidad generadora es capaz de suministrar a la red bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en que está instalada.

Se emite el Acuerdo Gubernativo No. 244-2003 en el cual se establece *El procedimiento de inscripción y vigencia en el registro de agentes y grandes usuarios del mercado mayorista del Ministerio de Energía y Minas, su acreditación y consecuencias de su incumplimiento ante el administrador del mercado mayorista*, del cual, a continuación se mencionan algunos de los artículos que se relacionan con las solicitudes a presentar:

Artículo 1. Presentación de solicitudes. Toda solicitud para inscribirse en el Registro del Ministerio de Energía y Minas, como agentes del mercado mayorista en calidad de: generadores, transportistas, distribuidores, comercializadores incluyendo importadores y exportadores; y como grandes usuarios, será presentada ante la Dirección General de Energía, dependencia del Ministerio de Energía y Minas. La Dirección General de Energía recibirá y tramitará las solicitudes para tal efecto, llenando los requisitos generales siguientes:

1. Memorial de solicitud de inscripción, dirigido al Ministerios de Energía y Minas, firmado por el representante legal, en el cual deberá señalar lugar para recibir notificaciones.
2. Para personas jurídicas, fotocopias legalizadas de: a) testimonio de la escritura de constitución social de la entidad y sus modificaciones, b) patentes de comercio de empresa y de sociedad, c) acta de nombramiento del representante legal de la entidad, debidamente razonado por el Registro correspondiente, y d) cédula de vecindad o pasaporte del representante legal.
3. Para personas individuales, fotocopias legalizadas de:
 - a) Cédula de vecindad o pasaporte, y
 - b) Patente de comercio.
4. Las solicitudes y documentación adjunta deberán ser presentadas en original y copia.
5. Las solicitudes de inscripción fuera formulada por Agentes generadores, transportistas o distribuidores, deberán acompañar fotocopia legalizada del contrato de autorización definitiva para uso de bienes de dominio público, suscrito con el Ministerio de Energía y Minas, en los casos que corresponda.

Artículo 2. Requisitos para ser inscritos.

Generadores:

- a) Declaración jurada de las características técnicas de sus unidades generadoras y documentación en que se demuestre que la potencia que

dichas unidades pueden suministrar a la red, sea de por lo menos 10 MW en el sitio de ubicación de la planta, libre de consumos internos.

- b) Resolución de aprobación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de los estudios de acceso al sistema de transporte.

Artículo 3. Dictámenes. Si el solicitante cumple con los requisitos técnicos y legales, la Dirección General de Energía emitirá opinión, recomendando la emisión de la resolución ministerial correspondiente.

Si del análisis de la documentación presentada se comprueba que faltan requisitos para su inscripción, se rechazará la misma.

Artículo 4. Registro. Si el solicitante cumple los requisitos establecidos en el presente Acuerdo, el ministerio resolverá su inscripción en el registro correspondiente, caso contrario rechazará la solicitud, notificando lo resuelto.

Artículo 5. Cumplimiento de condiciones de agentes y grandes usuarios para mantener su inscripción en el registro. La inscripción en el Registro de Agentes y Grandes Usuarios en el Ministerio de energía y Minas, determina su calidad por el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en el artículo 2 del presente acuerdo, los cuales serán comprobados por el Administrador del Mercado Mayorista, quien deberá informar cada mes calendario, bajo su absoluta responsabilidad a la Dirección General de Energía, de quien no cumple con los requisitos establecidos en el presente acuerdo, en cuyo caso el Ministerio de Energía y minas cancelará la respectiva inscripción en el registro.

Artículo 6. Vigencia de la Inscripción en el registro. Los agentes y grandes usuarios del mercado mayorista, para mantener la vigencia de su inscripción en el registro, deberán cumplir con los requisitos mínimos de su inscripción inicial, por lo menos en dos meses de cada trimestre consecutivo dentro del año estacional vigente, salvo caso fortuito o fuerza mayor plenamente justificado y acreditado tan pronto acontezca el hecho que lo origina. En estos casos el interesado, solicitará al Ministerio de Energía y Minas, una suspensión temporal hasta por el plazo de un año, de su inscripción en el registro respectivo. Transcurrido este plazo, de no solicitar su reincorporación, su inscripción en el registro será cancelada de oficio definitivamente.

Artículo 7. Acreditación. Inscrito el agente o gran usuario en el Registro correspondiente, podrá solicitar al Ministerio de Energía y Minas, a su costa se le extienda la certificación de su inscripción.

Artículo 8. Consecuencias derivadas de la falta de acreditación. El Administrador del Mercado Mayorista, sin más trámite rechazará o no admitirá transacciones de los agentes o grandes usuarios que no cumplan con la presentación del requisito de acreditación de su inscripción en el registro.

Artículo 9. Ejecución de medidas como consecuencia de incumplimiento. El Ministerio de Energía y Minas, por medio de los reportes mensuales que le remite el Administrador del Mercado Mayorista, a través de la Dirección General de Energía en forma trimestral determinará la vigencia de la inscripción en el registro. En caso de comprobar el incumplimiento del artículo 6 del presente acuerdo, se le

correrá audiencia por cinco (5) días al agente o gran usuario que incumple, para que se pronuncie respecto a su situación. Vencido el plazo señalado, el Ministerio de Energía y Minas resolverá lo que corresponda y en su caso informará a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, del incumplimiento y la cancelación de su inscripción en el Registro del Ministerio de Energía.

Artículo 10. Disposición transitoria. Toda disposición que se oponga o contradiga al presente acuerdo, queda sin ninguna validez y efecto legal, salvo los asuntos que se encontraren en trámite de conformidad con el Acuerdo Ministerial No. AG-177-2002 de fecha 7 de noviembre de 2002.

De la Obligación de inscripción: todo generador, transportista, distribuidor, comercializador, incluyendo importadores y exportadores y grandes usuarios del mercado mayorista, para poder realizar transacciones en el mercado mayorista o gozar de dicha calidad, deben previamente inscribirse en el Registro de Agentes, Grandes Usuarios y Participantes del Mercado Mayorista del Ministerio de Energía y Minas, habilitado para tal efecto en la Dirección General de Energía.

De los requisitos generales de la solicitud: toda solicitud para inscribirse como agente, gran usuario o participante del mercado mayorista, será presentada ante la Dirección General de Energía, dependencia del Ministerio de Energía y Minas quien la recibirá, tramitará y resolverá. La solicitud deberá presentarse cumpliendo los siguientes requisitos:

- a) Formulario de solicitud debidamente lleno y firmado por el representante legal o mandatario en caso de personas jurídicas; por el interesado o su mandatario en caso de ser persona individual. El formulario será proporcionado por la Dirección General de Energía en la ventanilla de atención al público o en la página de internet del Ministerio de Energía y Minas.
- b) Para el caso de personas jurídicas, fotocopias legalizadas de:
 - i. Testimonio de la escritura pública de constitución social o del documento donde conste la creación de la entidad, ambos con sus respectivas modificaciones si las hubiere, con la razón de inscripción en el registro correspondiente;
 - ii. Patentes de comercio de empresa y de sociedad cuando corresponda;
 - iii. Documento con el que se acredite la calidad del representante legal de la entidad, vigente y debidamente razonado por el Registro correspondiente;
 - iv. Cédula de vecindad, documento personal de identificación o pasaporte del representante legal.
- c) Para personas individuales, fotocopias legalizadas de:
 - i. Cédula de vecindad;
 - ii. Documento personal de Identificación o pasaporte;
 - iii. Patente de comercio de empresa cuando corresponda.

- d) Las solicitudes y documentación adjunta deberán ser presentadas conforme las guías de presentación de solicitudes para la inscripción de agentes, grandes usuarios o participantes del mercado mayorista, que estarán publicadas en la página de internet del Ministerio de Energía y Minas.
- e) Si la solicitud de inscripción fuera formulada por generadores, transportistas o distribuidores, se deberá acompañar fotocopia legalizada del contrato de autorización definitiva para uso de bienes de dominio público, suscrito con el Ministerio de Energía y Minas, en los casos que corresponda.

De los requisitos específicos de la solicitud

Agente generador:

- a) Declaración jurada mediante acta notarial según formato publicado en la página de internet del Ministerio de Energía y Minas, la cual deberá ser suscrita por el interesado, donde se hagan constar las principales características técnicas de sus unidades generadoras, las cuales puedan suministrar a la red una potencia mayor de cinco megavatios (5 MW), libre de consumos internos.
- b) Copia de la resolución de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, donde se aprueba el acceso a la capacidad de transporte según la *Norma técnica de acceso y uso a la capacidad de transporte* emitida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Del análisis, la resolución y el registro: la Dirección General de Energía procederá a efectuar el análisis de la documentación contenida en la solicitud, para el efecto emitirá la resolución que corresponda. La Dirección General de Energía previo a resolver, mediante notificación por escrito al solicitante, podrá requerir aclaraciones o ampliaciones relacionadas con la documentación presentada. El solicitante deberá presentarla dentro del plazo otorgado, bajo apercibimiento que de no cumplir con lo requerido se denegará la solicitud y procederá al archivo inmediato.

Si el solicitante cumple con todos los requisitos establecidos en el presente Acuerdo y en general con las disposiciones legales aplicables a cada caso, la Dirección General de Energía dentro de los cinco días siguientes de presentada la solicitud, resolverá con lugar la misma y procederá a su inscripción en el Registro correspondiente, caso contrario rechazará la misma. Para ambos casos, notificará lo resuelto al interesado, a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y al Administrador del Mercado Mayorista.

Cuando la resolución emitida se encuentre firme, la Dirección General de Energía emitirá de oficio la certificación correspondiente. A cada agente, participante o punto de suministro de gran usuario inscrito se le asignará un código único dentro del registro, el cual deberá ser utilizado por la Comisión Nacional de Energía.

De las condiciones de los agentes, grandes usuarios y participantes para mantener su inscripción y vigencia en el registro: los agentes, grandes usuarios o participantes, para mantener su inscripción y vigencia en el registro, deberán cumplir con las siguientes condiciones:

- a) Iniciar operaciones comerciales en el mercado mayorista dentro de los seis (6) meses de su inscripción en el registro.
- b) Mantener vigentes y cumplir todo el tiempo con las condiciones incluidas en los requisitos de su inscripción.
- c) Para el caso del requisito de potencia máxima, cumplir por lo menos con dos de cada tres meses del año estacional vigente, lo cual será comprobado por el Administrador del Mercado Mayorista, quien informará a la Dirección General de Energía bajo su absoluta responsabilidad, dentro de los quince días siguientes de finalizado cada trimestre.
- d) Realizar transacciones únicamente con entidades inscritas en el Registro de Agentes, Grandes Usuarios y Participantes del Mercado Mayorista, habilitado para tal efecto en la Dirección General de Energía del Ministerio de Energía y Minas.
- e) Apegarse exclusivamente a las actividades que se encuentran inscritas en el registro correspondiente.
- f) El período de la vigencia de la inscripción para los comercializadores, incluyendo importadores y exportadores, estará sujeto a la vigencia de contratos de compra y venta de bloques de energía; ya sea 5 MW de oferta firme eficiente o 5 MW de demanda firme; para mantener dicha vigencia, previo al vencimiento del contrato, deberán presentar a la Dirección General de Energía, las condiciones de renovación del mismo o las condiciones del nuevo contrato suscrito.
- g) Un agente generador no podrá tener participación accionaria superior al veinticinco por ciento (25 %) del capital social de una distribuidora.
- h) Cumplir con la actualización de datos que hace referencia el artículo 12 del presente acuerdo.

De la Acreditación: inscrito el agente, gran usuario o participante en el registro correspondiente, la Dirección General de Energía dentro de los cinco (5) días siguientes, emitirá de oficio la certificación de la inscripción, pudiendo el interesado solicitar que a su costa se le extiendan las certificaciones adicionales que considere necesarias. Dichas certificaciones tendrán una vigencia de seis meses.

En caso fortuito o fuerza mayor: el incumplimiento del requisito de potencia máxima únicamente podrá motivarse por caso fortuito o motivos de fuerza mayor que deberá ser declarada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, para lo cual el agente, gran usuario o participante debe informárselo tan pronto ocurra e indicará el plazo para reanudar el cumplimiento de la condición, el cual no podrá ser mayor a un (1) año, caso contrario se procederá a la cancelación de la Inscripción en el registro. Durante el período que dure el incumplimiento, el gran usuario podrá ser suministrado por el agente autorizado.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica notificará dicha declaratoria al Administrador del Mercado Mayorista y a la Dirección General de Energía.

De la Verificación: la Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá verificar el cumplimiento de las condiciones establecidas en el presente acuerdo, quien a su vez informará a la Dirección General de Energía de quienes hayan incumplido. El Administrador del Mercado Mayorista deberá informar mensualmente a la Dirección General de Energía y a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica lo relativo a la potencia registrada por los agentes, grandes usuarios y participantes.

Todo agente, gran usuario o participante inscrito en el registro, queda obligado a permitir el acceso a sus instalaciones cuando el Administrador del Mercado Mayorista o la Comisión Nacional de Energía Eléctrica así lo requieran, para efecto de verificar el cumplimiento del presente acuerdo.

De las consecuencias derivadas de la falta de acreditación: el Administrador del Mercado Mayorista, sin más trámite rechazará o no admitirá transacciones de los agentes, grandes usuarios o participantes que no cumplan con la acreditación de su inscripción en el registro.

De la cancelación en el registro: cuando la cancelación sea a solicitud del agente, gran usuario o participante, este deberá presentar formulario de cancelación de inscripción en el registro, adjuntando la documentación descrita en la guía de cancelación. El formulario y la guía serán proporcionados por la Dirección General de Energía en la ventanilla de atención al público o en la página de internet del Ministerio de Energía y Minas. En caso que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica determine incumplimiento de alguna condición establecida en el Artículo 5, deberá informar a la Dirección General de Energía. La Dirección General de Energía procederá a notificarle al agente, gran usuario o participante de dicho incumplimiento, otorgándole una audiencia por el plazo de cinco (5) días para que se pronuncie al respecto.

Transcurrido dicho plazo la Dirección General de Energía procederá a verificar el incumplimiento y emitirá la resolución que corresponda, la cual deberá ser notificada al agente, gran usuario o participante, y una vez firme, deberán ser informados tanto la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, como el Administrador del Mercado Mayorista.

Resuelta la cancelación de la inscripción en el registro, se otorgará un plazo máximo improrrogable de 2 meses al agente, gran usuario o participante para que solvente su situación en el mercado mayorista y durante el cual podrá realizar operaciones comerciales en el mercado mayorista. Vencido el plazo la Comisión Nacional de Energía Eléctrica verificará que se proceda inmediatamente a la desconexión respectiva, con cargo y por cuenta del agente, gran usuario o participante que está siendo cancelado.

Se instruye al Administrador del Mercado Mayorista para que, a partir del plazo indicado, no se considere ninguna transacción comercial y/o entrega, demanda o consumo de dichos agentes, grandes usuarios o participantes del mercado mayorista.

De la información del Administrador del Mercado Mayorista: dentro de los primeros quince días de cada mes, el Administrador del Mercado Mayorista deberá enviar a la Dirección General de Energía y a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, un listado de los agentes, grandes usuarios y participantes que iniciaron

transacciones en el mercado mayorista en el mes inmediato anterior, indicando la siguiente información:

- a) Código único de inscripción en el Registro de Agentes, Grandes Usuarios y Participantes del Mercado Mayorista.
- b) Razón o denominación social o nombre comercial y dirección exacta para recibir notificaciones.
- c) Actividad: generador, comercializador, distribuidor, transportista, gran usuario, distribuidor privado y distribuidor final municipal.
- d) Fecha de inicio de operaciones comerciales y potencia suministrada.
- e) Número de medidor.
- f) Ubicación del medidor.
- g) Nombre y dirección del suministrador.

El Administrador del Mercado Mayorista, deberá proporcionar la información requerida de oficio y cualquier otra información relacionada con el presente Acuerdo, que le sea solicitada por la Dirección General de Energía o la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

De la actualización de datos: los agentes, grandes usuarios y participantes cada año a partir de la fecha de su inscripción en el registro deberán actualizar sus datos. Asimismo, dentro de los quince (15) días siguientes al momento que ocurra cualquier cambio relacionado con los requisitos establecidos en los artículos dos (2) y tres (3) del presente acuerdo. En ambos casos se deberán llenar los formularios proporcionados por la Dirección General de Energía y presentar la documentación que sea aplicable para cada caso.

Del arancel: la Dirección General de Energía cobrará por:

- a) Solicitud de gran usuario de inscripción en el registro: Q 2 500,00
- b) Solicitud de agentes o participantes de inscripción en el registro: Q 5 000,00.
- c) Certificación de inscripción en el registro: Q 100,00
- d) Solicitud de actualización de datos en el registro: Q 250,00
- e) Solicitud de cancelación en el registro: Q 250,00

De las disposiciones transitorias: todo agente, gran usuario y participante inscrito, deberá dentro de un plazo máximo de seis meses a partir de la fecha de la vigencia del presente acuerdo actualizar su inscripción, debiendo para el efecto presentar a la Dirección General de Energía, la información requerida en los artículos dos (2) y tres (3) del presente Acuerdo.

La Dirección General de Energía conjuntamente con el Administrador del Mercado Mayorista y la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, dentro de los 3 meses siguientes a la vigencia del presente acuerdo, deberá implementar un sistema informático que permita llevar un control sobre los agentes, grandes usuarios y participantes inscritos.

El Libro de Registro de Agentes, Grandes Usuarios y Participantes del Mercado Mayorista habilitado en el Ministerio de Energía y Minas deberá ser trasladado a la Dirección General de Energía, creando para el efecto la unidad administrativa respectiva.

Se establece un período de seis meses contados a partir de la fecha de publicación del presente Acuerdo para que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica emita las normas técnicas necesarias para normar la forma de operar dentro del mercado mayorista de los distribuidores finales municipales y distribuidores privados.

Listas de chequeo:

El desarrollo de procesos administrativos conlleva al diseño de las operaciones, análisis y diligencias de la Dirección General de Energía, lo cual modifica el ambiente natural de los involucrados y si bien facilita y aumenta la eficiencia del trabajo, también aporta factores de riesgo que son necesarios controlar para evitar que los adelantos que deben constituirse en un aporte para el bienestar del hombre se conviertan en agresores de su integridad.

Las listas de chequeo constituyen uno de los mecanismos conducentes al control de los riesgos. Las listas de chequeo constituyen un mecanismo de verificación de suma importancia y su función básica es la de detectar condiciones peligrosas, servirán al momento que el usuario presente una solicitud en la Dirección General de Energía. Existen requisitos de área común y requisitos específicos de la solicitud. Las listas de chequeo son aplicables a las siguientes solicitudes:

- Agente generador
- Agente transportista
- Agente distribuidor
- Agente comercializador, incluyendo importador y exportador
- Gran usuario
- Distribuidor final municipal
- Distribuidor privado
- Generador distribuido renovable¹⁶

2.3. Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

La función del reglamento es la de definir un marco legal para la LGE en lo que respecta a actividades de generación, transporte, distribución y comercialización que incluyen la importación y exportación de electricidad que desarrollan tanto las personas individuales o jurídicas con participación privada,

¹⁶ Congreso de la República de Guatemala. *Ley general de electricidad, Decreto Número 93-96.* <http://www.amm.org.gt/pdfs/AMM-ley-general-electricidad.pdf>. Consulta: 6 de enero de 2018.

mixta o estatal, independientemente de su grado de autonomía y régimen de constitución, según dicta el artículo 2 de este reglamento.

Dentro de los diferentes artículos dentro de este reglamento se puede contemplar los que tienen inherencia sobre el ingreso de nuevas plantas al MM.

Artículo 4. Solicitud de autorizaciones. La solicitud para la obtención de las autorizaciones definitivas para plantas de generación hidroeléctrica y geotérmica, transporte y distribución, será presentada por el interesado al Ministerio, en original y copia, utilizando formularios que para el efecto preparará el Ministerio, conteniendo por lo menos la siguiente información:

- a) Identificación del peticionario. Para las personas naturales: consignar datos personales del solicitante; para las personas jurídicas: consignar los datos de identificación del representante legal, nombre, razón social o denominación de la entidad solicitante, domicilio y fotocopia legalizada de la escritura de constitución social y sus modificaciones, si las hubiera. En caso de uniones transitorias, estos datos se deberán presentar para todos los integrantes.
- b) Domicilio y lugar para recibir notificaciones. Los requisitos deben ser cumplidos tanto por personas naturales como jurídicas.
- c) Descripción y planos generales del proyecto, cuando correspondiera a autorizaciones para la realización de nuevas obras. Los planos se deberán realizar en la escala y el nivel de detalle que determine el ministerio.
- d) Calendario de ejecución de las obras, cuando correspondiere. e) Presupuesto del proyecto, cuando correspondiere.
- e) Ubicación en un mapa en escala que determine el ministerio del área afectada por las obras.
- f) Especificación de los bienes de dominio público y particulares que se utilizarán, con la individualización de aquellos con cuyos propietarios el interesado no ha llegado a un acuerdo directo de compra o de servidumbre para su utilización, para cuyo efecto el interesado deberá indicar la dirección o el lugar en donde puede notificar o citar en forma personal a tales propietarios o a sus representantes legales.
- g) En el caso de autorizaciones de servicio de distribución final, delimitación de la zona en la que se solicita autorización y definición del área obligatoria de servicio en correspondencia con las instalaciones existentes y/o nuevas, identificadas en la solicitud.
- h) Estudio de evaluación del impacto ambiental, aprobado por la entidad ambiental correspondiente.

- i) Para el caso de nuevas instalaciones de transmisión o generación con capacidad mayor a cinco (5) megavatios, estudios eléctricos que muestren el impacto sobre el sistema de transmisión de la obra propuesta, de conformidad con lo establecido en las Normas de Estudios de Acceso al Sistema de Transporte (NEAST), elaboradas por la comisión. Para aquellas con capacidad menor o igual a cinco (5) megavatios, únicamente los estudios eléctricos de flujo de carga. k) planes de seguridad para las instalaciones de acuerdo a las normas sobre cada tema específico, que emita la comisión.
- j) Para centrales hidroeléctricas o geotérmicas, planes de exploración, desarrollo y explotación del recurso.

El ministerio podrá requerir información adicional o requerir, ampliaciones sobre los puntos indicados en las literales anteriores. Este período de información no podrá extender los plazos previstos en la ley y este reglamento por más tiempo que el que tome el solicitante para presentar la información requerida. El ministerio deberá llevar un registro de las solicitudes y otorgamientos de autorizaciones.

Artículo 5. Otorgamiento de autorizaciones definitivas. Las autorizaciones definitivas serán otorgadas mediante acuerdo ministerial en base a la calificación de la solicitud presentada. Previamente a otorgar la autorización el ministerio deberá, en los casos establecidos en el título II, capítulos II, III y IV de este reglamento, publicar la solicitud por única vez y a costo de solicitante en el Diario de Centro América y en uno de los diarios de mayor circulación, y establecer un plazo de ocho días que permita a otros interesados realizar una manifestación de objeción o de interés en la misma autorización. En caso de haber más de un interesado, estos deberán hacerlo saber por escrito al ministerio y formalizar la solicitud de autorización en la forma prevista en el artículo 4 del Reglamento en un plazo no mayor de 30 días a partir de la fecha de publicación.

Para el caso que se presenten otros interesados para la autorización, se deberá realizar un concurso para seleccionar al adjudicatario. El ministerio elaborará los términos de referencia para estos concursos, los cuales deberán adaptarse al tipo de autorización, según lo establecido en el título II, capítulos II, III y IV de este reglamento.

El Ministerio deberá resolver sobre las solicitudes, en todos los casos, en un plazo no mayor de 60 días a partir de la fecha de su presentación, de acuerdo a lo previsto en los artículos 17 a 19 de la ley.

La Autorización quedará firme a través de la suscripción de un contrato de autorización a ser preparado por el ministerio. En el mismo quedarán establecidas las obligaciones que asume el autorizado, las garantías, los procedimientos para rescindir, ampliar o extender la autorización, la duración de la autorización y todo otro aspecto que el ministerio considere necesario.

Artículo 6. Las solicitudes para la obtención de autorización temporal serán presentadas por el interesado al ministerio, en original y copia, utilizando el formulario que para este efecto preparará el ministerio, conteniendo la siguiente información:

Identificación del peticionario, con los mismos datos previsto en los párrafos a) y b) del artículo 4 de este reglamento.

- a) Tipo de estudio para el que se requiere la autorización temporal y el servicio que prestará.
- b) Plazo para la autorización temporal, la cual no podrá exceder un año.
- c) Ubicación, bienes de dominio público y particulares que se utilizarán.
- d) Descripción de los trabajos que se ejecutarán y cómo afectarán a los bienes en que se localicen.

Artículo 7. Otorgamiento de autorizaciones temporales. Se podrá otorgar la autorización temporal, a solicitud de cualquier interesado, para el estudio de obras de transporte y transformación de energía eléctrica que requieren la autorización, para la realización de obras de generación que prevean la utilización de recursos hídricos o geotérmicos, cuando la potencia de la central exceda los 5 megavatios (MW). La autorización temporal permite efectuar los estudios, mediciones y sondeos de las obras en bienes de dominio público y en terrenos particulares, indemnizando a los propietarios de todo daño y perjuicio causado. El plazo máximo de la autorización temporal será de un año.

Artículo 8. Plazo máximo para autorizaciones temporales. Las autorizaciones temporales serán otorgadas por el ministerio en un plazo máximo de 60 días de presentada la solicitud, previa verificación que el interesado ha acompañado todos los antecedentes requeridos y la publicará, por cuenta del peticionario, en el diario oficial y en un diario de mayor circulación nacional.

Artículo 9. Trámite para la determinación de daños y perjuicios. Cuando las actividades desarrolladas por la autorización temporal causen daños o perjuicios a los propietarios, poseedores o tenedores de los bienes, y ante falta de acuerdo entre las partes, las personas o empresas afectadas informarán al ministerio, presentando una solicitud haciendo constar lo siguiente:

- a) Datos de identificación del afectado
- b) Datos de identificación del responsable de los daños
- c) Descripción y cuantificación de los daños causados.

Dentro de los cinco días siguientes de informado, el ministerio a través de la Dirección General de Energía, verificará y evaluará los daños o perjuicios ocasionados, pudiendo recurrir con este propósito a un valuador calificado. El ministerio notificará a las partes el resultado de la valuación realizada. El causante de los daños deberá pagar el monto determinado por el ministerio al afectado más los gastos en que haya incurrido el ministerio en un plazo no mayor de 30 días.

En caso de incumplimiento en el pago de los daños o perjuicios ocasionados, el ministerio deroga la autorización, y se aplicará lo establecido en la ley para estos casos.

Artículo 14. Centrales hidroeléctricas. Se requerirá de autorización para la utilización de recursos hidráulicos que se ocupen para generación de electricidad, cuando la potencia de la central exceda 5 megavatios (MW). Cualquiera sea la potencia, cuando para la construcción de la central se requieran de obras de embalse que puedan afectar el régimen hidrológico de un río o la seguridad de

personas y bienes ubicados aguas abajo, se requerirá que la construcción y operación de las instalaciones se adecue a lo que establezca la comisión al respecto.

Para garantizar la protección de las personas, sus derechos y bienes, la comisión elaborará las normas de seguridad de presas, las cuales incluirán todos los aspectos de diseño, auscultación, operación de presas, así como las medidas de seguridad operativa y planes de emergencia que resulten necesarias para cumplir estos objetivos.

La autorización faculta a su titular para utilizar bienes de dominio público en el desarrollo de las obras comprendidas en la que zona en que desarrollará sus actividades, previo permiso de la autoridad competente.

La autorización definitiva del uso de los recursos hidráulicos requiere que el solicitante presente todos los estudios de impacto ambiental, seguridad de las instalaciones, planes de emergencia que sean establecidos por la comisión en las normas de seguridad de presas, así como en otras leyes o disposiciones que regulen estos aspectos.

Cuando las características del curso de agua lo requieran, o cuando haya varias presas en el mismo río, o haya usos no energéticos del agua, el ministerio incluirá las reglas de manejo del agua específicas para cada caso.

La obligación de respetar estas normas deberá establecerse en el Contrato de Autorización, su incumplimiento implica la rescisión del mismo.

Artículo 15. Mecanismo de concurso. En caso que se presenten varios interesados para solicitar la autorización definitiva para construir una central hidroeléctrica en un mismo emplazamiento, los mismos deberán competir por obtener la explotación del recurso hídrico en los términos previstos en el artículo 5 de este reglamento.

Para esta situación, se utilizarán los términos de referencia que elaborará el ministerio. Una vez concedida la autorización, la misma tendrá carácter de exclusivo. Se deberá firmar un contrato de autorización, el que debe incluir un programa de ejecución de las obras, así como la aceptación por parte del interesado del cumplimiento de todas las normas de seguridad de presas, y de reglas de manejo del agua, y la aceptación que el incumplimiento de las mismas conllevará la rescisión del contrato. La rescisión del contrato producirá, en todos los casos, la terminación de la autorización.

Artículo 16. Centrales geométricas. Se requerirá autorización para la utilización de recursos geotérmicos que se ocupen para la generación de energía eléctrica, cuando la potencia instalada exceda los 5 megavatios. Las autorizaciones serán definidas para el área específica solicitada. Las autorizaciones temporales para estudios se otorgarán para áreas de hasta un máximo de 10 000 kilómetros cuadrados (km²), y cuando sean de tipo definitivo, para un máximo de 100 kilómetros cuadrados (km²).

En las autorizaciones definitivas se procurará incluir en el área autorizada a un solo reservorio geotérmico de acuerdo con lo que técnicamente demuestren los estudios.

Varios interesados pueden solicitar la autorización definitiva de explotación de explotación de una misma área. Para esta situación, el ministerio elaborará los términos de referencia para la adjudicación de autorizaciones de explotación de recursos geotérmicos. Una vez concedida la autorización, la misma tendrá carácter de exclusivo en el área especificada, se deberá elaborar el contrato de autorización, el cual debe incluir una programación adecuada de los planes de explotación, y en caso que estas produzcan un resultado satisfactorio, del desarrollo y explotación del recurso que garantice su aprovechamiento óptimo tomando en cuenta el potencial estimado del campo geotérmico. Las áreas autorizadas en forma definitiva no podrán traslaparse.

En caso que un autorizado desista de la explotación del recurso porque el mismo no resulta económicamente conveniente, deberá informarlo inmediatamente al ministerio, a fin de cancelar la autorización. El abandono del área en que se establece la autorización será interpretado como equivalente a desistir al uso del recurso geotérmico y una renuncia de la autorización.

Artículo 48. Solicitud de acceso a la capacidad de transporte. Todo nuevo usuario del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE), que requiera el acceso a la capacidad de transporte existente deberá presentar una solicitud a la comisión.

La solicitud deberá contener la siguiente información:

- Descripción de las características técnicas de las instalaciones del generador o usuario y las de vinculación con el Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE).
- Fecha en la que prevé poner en servicio sus nuevas instalaciones.
- Demanda o generación que prevé serán intercambiadas en el punto de conexión, para un período de cuatro (4) años.
- Estudios del efecto de su conexión sobre el sistema de transporte, de acuerdo a lo especificado en las Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte (NTAUCT).
- Constancia de la presentación a la entidad ambiental correspondiente de los estudios ambientales requeridos, de acuerdo a los requisitos para cada tipo de instalación.

Artículo 49. Evaluación de la solicitud. La comisión con el asesoramiento del Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y el transportista involucrado, evaluará la solicitud y autorizará la conexión, pudiendo condicionar la misma a la realización de inversiones adicionales para corregir los efectos negativos que pudiere ocasionar su conexión.

Previo a la aprobación de la solicitud, el interesado deberá presentar ante la comisión la constancia de la aprobación de los estudios ambientales respectivos, emitida por parte de la entidad ambiental correspondiente.

Si la comisión no resolviera sobre la solicitud en sesenta (60) días, la misma se dará por aprobada. En este caso la comisión asumirá la responsabilidad ante

efectos negativos que hubieran sido advertidos por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) o el transportista.

La comisión deberá verificar previo a la autorización para la conexión del solicitante, que se han realizado todas las inversiones requeridas y negarla hasta tanto las mismas se concreten. Los costos de verificación estarán a cargo del solicitante.¹⁷

2.4. Mercado mayorista

El funcionamiento del SNI, infiere al despacho eléctrico, el cual tiene como objetivo primario cubrir la demanda del SNI, esto mediante la disposición de la generación suficiente para mantener la frecuencia dentro de los valores nominales soportados por SNI, dentro de los límites de operación establecidos por las unidades sincronizadas al sistema.

El SNI en sí, requiere de altos flujos de potencia que tienen como objetivo principal realizar el equilibrio dinámico entre la generación de las plantas en el sistema, los flujos de interconexión y la demanda dinámica que impera. Al mantener este equilibrio, la red funciona en régimen estable.

Dentro del aspecto legal y administrativo que infiere al SNI se puede contemplar la modernización de las premisas en las cuales se administra el mercado eléctrico nacional, según indica la LGE considerando que la oferta de energía eléctrica no satisface las necesidades de la mayor parte de la población guatemalteca, se desmonopoliza y descentraliza el sistema de generación de energía eléctrica del país, en 1996, el Gobierno de Guatemala se crea el AMM y entre sus funciones está la de garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica del país.

¹⁷ Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE. *Reglamento del administrador del mercado mayorista. Acuerdo Gubernativo Número 299-98.* <http://www.cnee.gob.gt/pdf/marco-legal/ReglamentodelAMM2014.pdf>. Consulta: 25 de febrero de 2018.

Como responsabilidad del AMM está la de planificar la forma en la que se cubrirán las necesidades de potencia y energía del sistema contemplado en la LGE como "...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..."¹⁸, en el que participan los generadores o productores, los transportistas, los distribuidores y los grandes usuarios.

2.5. Mercado a término

Está definido por contratos dados entre los diferentes agentes y grandes usuarios que pertenecen al MM.

Estos contratos están delimitados y definidos en el artículo 4 del *Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista*, el indica lo siguiente.

Artículo 4. Operaciones de compra y venta del mercado mayorista. Las operaciones de compra y venta del mercado mayorista se realizan a través de:

- a) Un mercado de oportunidad o mercado spot, para las transacciones de oportunidad de energía eléctrica, con un precio establecido en forma horaria, o el precio que defina la comisión, en caso que la misma considere necesario reducir este período. En este mercado cada comprador compra del conjunto de vendedores y las transacciones se realizan al precio de oportunidad de la energía, calculado en base al costo marginal de corto plazo, que resulta del despacho de la oferta disponible.
- b) Un mercado a término, para contratos entre agentes o grandes usuarios, con plazos, cantidades y precios pactados entre las partes. En este mercado los agentes del mercado mayorista y grandes usuarios pactarán libremente las condiciones de sus contratos. Los contratos de compra de potencia y energía eléctrica existentes antes de la vigencia de la ley, serán considerados como pertenecientes al mercado a término. Los contratos del mercado a término deberán de estar enmarcados dentro de lo preceptuado por la ley, y sus reglamentos, y su coordinación comercial y operativa será realizada por el Administrador del Mercado Mayorista. Estos contratos no podrán tener cláusulas de compra mínima obligada de energía o limitar el derecho de vender excedentes.

¹⁸ Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE. *Reglamento del administrador del mercado mayorista. Acuerdo Gubernativo Número 299-98.* <http://www.cnee.gob.gt/pdf/marco-legal/ReglamentodelAMM2014.pdf>. Consulta: 25 de febrero de 2018.

- c) Un mercado de transacciones de desvíos de potencia diarios y mensuales. En las transacciones diarias, se liquidan las diferencias entre la potencia disponible y la potencia firme de los participantes productores, valoradas al precio de referencia de la potencia, el que se utilizará en la liquidación mensual de dichas transacciones. En las transacciones mensuales, se liquidan las diferencias entre la demanda firme efectiva de cada distribuidor, gran usuario o exportador y su demanda firme efectivamente contratada durante el año estacional correspondiente. La metodología de cálculo de estos desvíos será establecida en las normas de coordinación de conformidad con lo establecido en este reglamento.¹⁹

2.6. Mercado de oportunidad

Dadas las transacciones en los contratos especificados entre agentes del MM, como se menciona en el mercado a término, se define el mercado de oportunidad o mercado spot, en el cual los precios se determinan en forma horaria, en función del costo económico de producción, a diferencia del mercado a término donde los precios son fijados libremente por las partes.

Haciendo referencia nuevamente al artículo 4 del *Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista*, se establece que las transacciones de oportunidad de energía eléctrica pueden tener un precio establecido en forma horaria, o la CNEE puede definir el precio si considera necesario reducir este periodo. En este mercado cada comprador compra del conjunto de vendedores y las transacciones se realizan al precio de oportunidad de la energía, calculado en base al costo marginal de corto plazo, que resulta del despacho de la oferta disponible.

El artículo 1 del *Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista* establece que el precio de oportunidad de la energía es el valor del costo marginal de corto plazo de la energía en cada hora, o en el período que defina

¹⁹ Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE. *Reglamento del administrador del mercado mayorista. Acuerdo Gubernativo Número 299-98.* <http://www.cnee.gob.gt/pdf/marco-legal/ReglamentodelAMM2014.pdf>. Consulta: 25 de febrero de 2018.

la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, establecido por el Administrador del Mercado Mayorista, como resultado del despacho.

2.7. Agentes del mercado mayorista

Los agentes del mercado mayorista están definidos en el Acuerdo Ministerial Número 195-2013, y son:

- Generadores
- Distribuidores
- Transportistas y comercializadores

Además de los agentes, se define también a los grandes usuarios, cualquier agente y gran usuario es llamado en general: participante.

Para ser agente o gran usuario del MM se debe cumplir con los siguientes requisitos básicos.

Tabla I. **Requisitos para ser agente del MM**

Participantes	Requisitos
Generadores	Potencia Máxima de por lo menos 5 MW.
Distribuidores	Tener por lo menos 15 000 usuarios.
Transportistas	Tener capacidad de transporte mínima de 10 MW.
Comercializadores, importadores y exportadores	Comprar o vender bloques de energía asociada a una oferta firme eficiente o demanda firme de al menos 5 MW.
Grandes usuarios	Demanda máxima de al menos 100 KW.

Fuente: elaboración propia.

3. INSTITUCIONES Y GOBERNABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO

3.1. Ministerio de Energía y Minas

Antes de definir exactamente cómo funcionan los distintos entes que administran el sector energético en Guatemala, específicamente el MEM, debemos de determinar la base de los mismos, jurídica y administrativamente para establecer las responsabilidades y derechos de los mismos.

3.1.1. Ley del Organismo Ejecutivo

Artículo 4. Principios que rigen la función administrativa. El fin supremo del estado es el bien común y las funciones del organismo ejecutivo han de ejercitarse en orden a su consecución y con arreglo a los principios de solidaridad, subsidiariedad, transparencia, probidad, eficacia, eficiencia, descentralización y participación ciudadana.

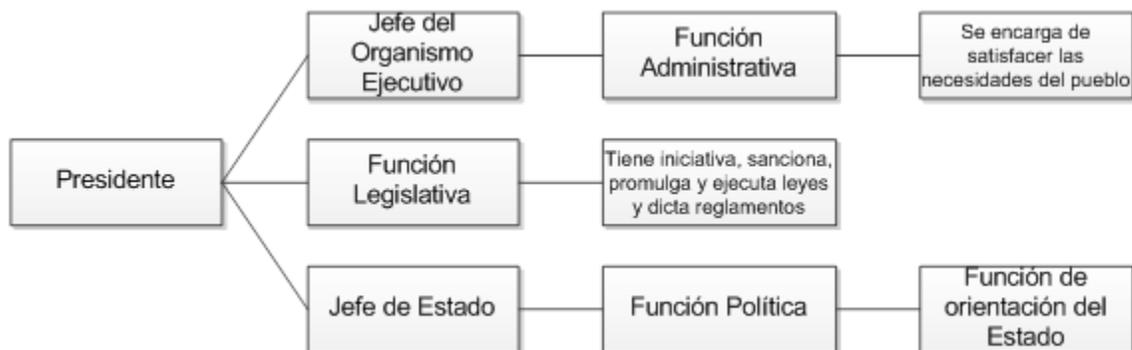
Artículo 5. Integración del Organismo Ejecutivo. El Organismo Ejecutivo se integra de los órganos que disponen la Constitución Política, la presente y demás leyes. Según su función, los mismos pueden ser deliberativos, consultivos, de contralor y ejecutivos, al igual que podrán confluir en un órgano administrativo más de uno de dichos atributos.

Integran el Organismo Ejecutivo los ministerios, secretarías de la presidencia, dependencias, gobernaciones departamentales y órganos que administrativa o jerárquicamente dependen de la Presidencia de la República.

Presidencia. El presidente es el depositario del poder. La presidencia es un órgano unipersonal, constitucional; el presidente es electo por el pueblo. El presidente es el jefe del Organismo Ejecutivo y del Estado. De acuerdo a la ley, la voluntad del presidente es lo que la presidencia quiere. En la presidencia, el único titular es el presidente, pero la ley permite que se asocie con asesores.²⁰

²⁰ Congreso de la República de Guatemala. *Ley del Organismo Ejecutivo. Decreto 114-97.* p. 2.

Figura 2. **Integración del Organismo Ejecutivo**



Fuente: elaboración propia.

Ministros. Los Ministerios designan grandes ramas de la administración pública. Son cada una de las ramas de la administración pública. Constituidos por el conjunto de servicios y determinadas actividades confiadas a dependencias que bajo a autoridad inmediata y suprema del presidente aseguran la acción de gobierno en ejecución de la ley. Al frente de cada ministerio está el ministro, que es el colaborador más estrecho y cercano del presidente. Cada ministerio está a cargo de una porción de la administración pública y el jefe de ésta es el ministro, y el supremo de la administración pública es el presidente.²¹

3.1.2. **Constitución Política de la República de Guatemala**

Artículo 193. Ministerios. Para el despacho de los negocios del Organismo Ejecutivo, habrá los ministerios que la ley establezca, con las atribuciones y la competencia que la misma les señale.

Artículo 194. Funciones del ministro. Cada ministerio estará a cargo de un ministro de Estado, quien tendrá las siguientes funciones:

- a) Ejercer jurisdicción sobre todas las dependencias de su ministerio;
- b) Nombrar y remover a los funcionarios y empleados de su ramo, cuando le corresponda hacerlo conforme a la ley;
- c) Refrendar los decretos, acuerdos y reglamentos dictados por el Presidente de la República, relacionados con su despacho para que tengan validez;

²¹ Congreso de la República de Guatemala. *Ley del Organismo Ejecutivo. Decreto 114-97.* p. 9.

- d) Presentar al Presidente de la República el plan de trabajo de su ramo y anualmente una memoria de las labores desarrolladas;
- e) Presentar anualmente al Presidente de la República, en su oportunidad el proyecto de presupuesto de su ministerio;
- f) Dirigir, tramitar, resolver e inspeccionar todos los negocios relacionados con su ministerio;
- g) Participar en las deliberaciones del Consejo de Ministros y suscribir los decretos y acuerdos que el mismo emita;
- h) Concurrir al Congreso de la República y participar en los debates sobre negocios relacionados con su ramo; y
- i) Velar por el estricto cumplimiento de las leyes, la probidad administrativa y la correcta inversión de los fondos públicos en los negocios confiados a su cargo.

Artículo 196. Requisitos para ser Ministro de Estado. Para ser ministro de Estado se requiere:

- a) Ser guatemalteco;
- b) Hallarse en el goce de los derechos de ciudadano; y
- c) Ser mayor de treinta años.

Artículo 197. Prohibiciones para ser ministro de Estado. No pueden ser ministros de Estado:

- a) Los parientes del Presidente o del Vicepresidente de la República, así como los de otro ministro de Estado, dentro del cuarto grado de consanguinidad y segundo de afinidad;
- b) Los que habiendo sido condenados en juicio de cuentas no hubieren solventado sus responsabilidades;
- c) Los contratistas de obras o empresas que se costeen con fondos del Estado, de sus entidades descentralizadas, autónomas o semiautónomas o del municipio, sus fiadores y quienes tengan reclamaciones pendientes por dichos negocios;
- d) Quienes representen o defiendan intereses de personas individuales o jurídicas que exploten servicios públicos; y
- e) Los ministros de cualquier religión o culto.

En ningún caso pueden los ministros actuar como apoderados de personas individuales o jurídicas, ni gestionar en forma alguna, negocios de particulares.

Naturaleza de la función ministerial. Los ministros desempeñan una función que puede verse desde dos puntos de vista:

- Punto de vista de la función administrativa: es el jefe de una porción de la administración pública.
- Punto de vista de la función política: se refiere a tres asuntos:

- El ministerio que cada ministro preside es parte superior del Estado. Desarrolla políticas a seguir para llevar al Estado a determinado punto. Ejemplo: campañas de vacunación.
- El Ministro es el asesor más importante que tiene el presidente.
- Refrendo al presidente para hacer reglas, normas o disposiciones ya que el ministro debe firmar. Refrendar es legalizar con firma los actos del presidente. La institución del refrendo es constitucional (artículo 182).

Creación de ministerios. Los ministerios son creados por el Congreso (Organismo Legislativo) y los organiza el Organismo Ejecutivo. La doctrina acepta que el Organismo Legislativo sea el encargado de crear a los ministerios, básicamente por tres razones:

- Por ser un asunto constitucional.
- Por ser un asunto que afecta al presupuesto.
- Se da más estabilidad, de lo contrario quedarían a arbitrariedad de cada presidente.

Características de los ministerios.

- Órganos que ejercen funciones permanentes en forma continua (aplica el principio de inherencia, esto quiere decir que, aunque no haya ministro, siempre hay funciones).
- Son órganos centralizados con poder de decisión y mando en cada una de las ramas de la administración pública.
- La competencia está determinada por la ley (ver *Ley del Organismo Ejecutivo*), pero no es distinta ni mayor que la del presidente.
- Todos los ministerios tienen igual rango y categoría; no hay preeminencia entre ellos.
- Los ministros son los funcionarios de superior jerarquía dentro de cada rama de la administración, el presidente es el funcionario supremo. El segundo párrafo del artículo 8 de la *Ley del Organismo Ejecutivo*, indica la relación jerárquica entre las secretarías y los ministerios.

Teniendo definida la naturaleza jurídica y administrativa del ente, se puede determinar la organización y composición del mismo.²²

²² Organismo jurídico. Constitución Política de la República de Guatemala. https://www.oas.org/juridico/mla/sp/gtm/sp_gtm-int-text-const.pdf. Consulta: 25 de febrero de 2018.

3.1.3. Ley del Organismo Ejecutivo

Artículo 34. Ministerio de Energía y Minas. Le corresponde atender lo relativo al régimen jurídico aplicable a la producción, distribución y comercialización de la energía y de los hidrocarburos, y a la explotación de los recursos mineros; para ello, tiene las siguientes funciones:

- a) Estudiar y fomentar el uso de fuentes nuevas y renovables de energía, promover su aprovechamiento racional y estimular el desarrollo y aprovechamiento racional de energía en sus diferentes formas y tipos, procurando una política nacional que tienda a lograr la autosuficiencia energética del país.
- b) Coordinar las acciones necesarias para mantener un adecuado y eficiente suministro de petróleo, productos petroleros y gas natural de acuerdo a la demanda del país, y conforme a la ley de la materia.
- c) Cumplir y hacer cumplir la legislación relacionada con el reconocimiento superficial, exploración, explotación, transporte y transformación de hidrocarburos; la compraventa o cualquier tipo de comercialización de petróleo crudo o reconstituido, gas natural y otros derivados, así como los derivados de los mismos.
- d) Formular la política, proponer la regulación respectiva y supervisar el sistema de exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos y minerales.
- e) Cumplir las normas y especificaciones ambientales que en materia de recursos no renovables establezca el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales.
- f) Emitir opinión en el ámbito de su competencia sobre políticas o proyectos de otras instituciones públicas que incidan en el desarrollo energético del país.
- g) Ejercer las funciones normativas y de control y supervisión en materia de energía eléctrica que le asignen las leyes.²³

3.1.4. Constitución Política de la República

Artículo 125. Explotación de recursos naturales no renovables. Se declara de utilidad y necesidad públicas, la explotación técnica y racional de hidrocarburos, minerales y demás recursos naturales no renovables.

El Estado establecerá y propiciará las condiciones propias para su exploración, explotación y comercialización.

Artículo 127. Régimen de aguas. Todas las aguas son bienes de dominio público, inalienables e imprescriptibles. Su aprovechamiento, uso y goce, se otorgan en la

²³ Ministerio de la Defensa Nacional, departamento de información pública. *Ley del Organismo Ejecutivo*. <http://www.dip.mindef.mil.gt/loe.pdf>. Consulta 25 de febrero de 2018.

forma establecida por la ley, de acuerdo con el interés social. Una ley específica regulará esta materia.

Artículo 128. Aprovechamiento de aguas, lagos y ríos. El aprovechamiento de las aguas de los lagos y de los ríos, para fines agrícolas, agropecuarios, turísticos o de cualquier otra naturaleza, que contribuya al desarrollo de la economía nacional, está al servicio de la comunidad y no de persona particular alguna, pero los usuarios están obligados a reforestar las riberas y los cauces correspondientes, así como a facilitar las vías de acceso.

Artículo 129. Electrificación. Se declara de urgencia nacional, la electrificación del país, con base en planes formulados por el Estado y las municipalidades, en la cual podrá participar la iniciativa privada.²⁴

3.1.5. Reglamento orgánico interno del Ministerio de Energía y Minas

Artículo 1. Denominación y naturaleza. El ministerio de Energía y Minas, es el ente del Organismo Ejecutivo al que le corresponde atender lo relativo al régimen jurídico aplicable a la producción, distribución y comercialización de la energía y de los hidrocarburos, y la explotación de los recursos mineros.

Artículo 2. Funciones generales. En el marco de lo establecido en la *Ley del Organismo Ejecutivo*, el Ministerio de Energía y Minas tiene asignadas las siguientes funciones generales:

- a) Estudiar y fomentar el uso de fuentes nuevas y renovables de energía; promover su aprovechamiento racional y estimular el desarrollo y aprovechamiento racional de energía en sus diferentes formas y tipos, procurando una política nacional que tienda a lograr la autosuficiencia energética del país.
- b) Coordinar las acciones necesarias para mantener un adecuado y eficiente suministro de petróleo, productos petroleros y gas natural de acuerdo a la demanda del país, y conforme la ley de la materia.
- c) Cumplir y hacer cumplir la legislación relacionada con el reconocimiento superficial, exploración, explotación, transporte y transformación de hidrocarburos, la compraventa o cualquier tipo de comercialización de petróleo crudo o reconstituido, gas natural y otros derivados, así como los derivados de los mismos.
- d) Formular la política, proponer la regulación respectiva y supervisar el sistema de exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos y minerales.
- e) Proponer y cumplir las normas ambientales en materia energética.

²⁴ Organismo Judicial. *Constitución Política de la República de Guatemala*. https://www.oas.org/juridico/mla/sp/gtm/sp_gtm-int-text-const.pdf. Consulta: 25 de febrero de 2018.

- f) Emitir opinión en el ámbito de su competencia sobre políticas o proyectos de otras instituciones públicas que incidan en el desarrollo energético del país.
- g) Ejerciendo las funciones normativas y de control y supervisión en materia de energía eléctrica que le asignen las leyes.

Artículo 3. Estructura orgánica. El ministerio de energía y minas para el debido Cumplimiento de sus funciones y atribuciones se integra de distintos órganos administrativos, entre los cuales destaca según el estudio.

- Dirección General de Energía.
- Sub-Dirección General de Energía.
- Unidad de Asesoría Energética.
- Coordinadora Interinstitucional en Materia de Electrificación.
- Departamento de Planificación Energética.
- Departamento Electrificación Rural.
- Departamento de Protección y Seguridad Radiológica.
- Departamento de Radiaciones No ionizantes.
- Departamento de Aplicaciones Nucleares.
- Departamento Financiero.
- Departamento Administrativo Legal.

Artículo 37. Funciones generales. Son funciones y atribuciones de la Dirección General de Energía las siguientes:

- a) Velar por el estricto cumplimiento de las leyes y reglamentos atinentes a sus funciones y atribuciones.
- b) Formular y coordinar las políticas, planes de Estado y programas indicativos de las diversas fuentes energéticas.
- c) Velar porque el proceso de autorización de instalaciones de centrales y prestación del servicio de transporte y el servicio de distribución final de electricidad y constitución de servidumbres, se realice conforme a la *Ley general de electricidad*, en lo que le corresponde.
- d) Coordinar la identificación, la selección, los concursos para la evaluación socioeconómica, los estudios de ingeniería y construcción de proyectos de electrificación rural, de beneficio social o utilidad pública, así como la supervisión de los mismos, de acuerdo a las políticas del Estado.
- e) Convocar a concurso las zonas de servicio de distribución final de energía eléctrica.
- f) Establecer, en coordinación con las entidades pertinentes, políticas, estrategias y planes de acción, normas y reglamentos, para lograr la protección de la población y el medio ambiente contra los riesgos mediatos e inmediatos, producto de la construcción y la operación de proyectos energéticos.
- g) Promover y desarrollar programas dirigidos al estudio, uso eficiente, conservación de las fuentes energéticas y divulgar los logros obtenidos para vincularlos al desarrollo del país.

- h) Vigilar, porque en lo que le compete, se cumplan en el territorio nacional, las disposiciones legales y los tratados internacionales suscritos y ratificados por Guatemala, en materia energética.
- i) Solicitar y recibir servicios de asistencia técnica, asesoría y otros que proporcionan los organismos, personas individuales jurídicas, nacionales e internacionales y verificar que la asistencia proporcionada se utilice adecuadamente en beneficio de los intereses nacionales, así como ser el órgano coordinador y de relación cuando proceda, con dichos organismos y demás entidades relacionadas con las fuentes energéticas.
- j) Inspeccionar, vigilar, supervisar y fiscalizar las operaciones, los actos y el cumplimiento de las obligaciones relacionadas con la importación y exportación, uso y transpone de materiales radiactivos, de acuerdo a la ley para el control, uso y aplicación de radioisótopos y radiaciones ionizantes y los reglamentos derivados, así como las actividades desarrolladas por las instituciones públicas y privadas que hagan uso de radiaciones ionizantes.
- k) Vigilar por el cumplimiento de los requisitos técnicos necesarios, que aseguren la operación normal de las instalaciones donde se emplean radiaciones en sus diversas aplicaciones.
- l) Estudiar y emitir dictamen sobre los expedientes en materia de su competencia.
- m) Estudiar y preparar guías, circulares, disposiciones y resoluciones que regulen las diferentes actividades técnicas inherentes a sus funciones y atribuciones.
- n) Recopilar y analizar los datos estadísticos referentes a las fuentes energéticas y preparar publicaciones de divulgaciones de las mismas, así como servir de órgano de información del Ministerio de Energía y Minas, respecto a su uso y posibles aplicaciones; y,
- o) Las demás que le correspondan conforme a las leyes y reglamentos vigentes y las que, aunque no estén específicamente determinadas, sean inherentes al cumplimiento de sus funciones.²⁵

3.1.6. Visión

“Coadyuvar al desarrollo energético para fortalecer el crecimiento económico y social del país”.²⁶

²⁵ Ministerio de energía y Minas, MEM. *Reglamento orgánico interno del Ministerio de Energía y Minas*. http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2012/04/1_REGLAMENTO_INTERNODGA.pdf. Consulta: 25 de febrero de 2018.

²⁶ *Ibíd.*

3.1.7. Misión

“Contribuir al desarrollo energético sustentable, impulsando el suministro y utilización eficiente y competitiva de la energía eléctrica, de las energías renovables, y de los usos pacíficos de la energía nuclear, con la finalidad de apoyar las sustentabilidad económica, social y ambiental del país”.²⁷

3.1.8. Objetivos estratégicos

Los objetivos presentados forman las metas estratégicas del Ministerio de Energía y Minas tomadas en el período del 2006 al 2015. Dichos objetivos son:

- La satisfacción de los requerimientos energéticos y mineros, dentro de los estándares de calidad, en todo el país.
- Promover la diversificación de la oferta energética, con enfoque en las fuentes de energía renovables.
- Promover el consumo eficiente y productivo de los recursos energéticos y mineros.
- Adoptar las medidas que sean necesarias para la conservación, desarrollo y aprovechamiento de los recursos naturales renovables y no renovables en forma eficiente.
- Crear las condiciones adecuadas para promover la inversión de capitales nacionales y extranjeros dentro de los sectores energético y minero.

²⁷ Ministerio de Energía y Minas. <http://www.mem.gob.gt/energia/direccion-general-de-energia/>. Consulta: 25 de febrero de 2018.

3.1.9. Valores institucionales

- Vocación de servicio: para poder ejecutar acciones de impacto y beneficio social, contamos con personal que está orientado a servir con eficiencia y eficacia a todos los usuarios de nuestros servicios.
- Compromiso: hacia la sociedad guatemalteca, hacia la institución por medio de actitudes y acciones responsables.
- Excelencia en el desempeño: para mejorar la calidad y eficiencia en lo que realizamos y en las relaciones interpersonales que desarrollemos, siempre buscamos incrementar la productividad en nuestros actos.
- Probidad: un actuar honesto, responsable y transparente, es la respuesta que brindamos a nuestro país.
- Solidaridad y liderazgo institucional: comprender la importancia y trascendencia de vincular el que hacer del ministerio con el desarrollo de la sociedad, por ello promovemos y mantenemos nuestro liderazgo.
- Responsabilidad ambiental: la riqueza y diversidad natural existente en el país, obliga a tener una conciencia ambiental en el desarrollo de las actividades dentro del ámbito de competencia del ministerio.

Figura 3. Organización del MEM



Fuente: elaboración propia.

3.2. Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Se definen los aspectos políticos y administrativos que determinan la Naturaleza Jurídica de la CNEE, con esto se establecen sus responsabilidades y funciones de la misma.

3.2.1. Ley general de electricidad

Artículo 4. Se crea la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en adelante la comisión, como un órgano técnico del ministerio. La comisión tendrá independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y de las siguientes funciones:

- a) Cumplir y hacer cumplir la presente ley y sus reglamentos, en materia de su competencia, e imponer las sanciones a los infractores;
- b) Velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias;
- c) Definir las tarifas de transmisión y distribución, sujetas a regulación de acuerdo a la presente ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas;
- d) Dirimir las controversias que surjan entre los agentes del subsector eléctrico, actuando como árbitro entre las partes cuando éstas no hayan llegado a un acuerdo;

- e) Emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas;
- f) Emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución, de acuerdo a lo dispuesto en esta ley y su reglamento.

Artículo 5. La Comisión estará integrada por tres (3) miembros que serán nombrados por el Ejecutivo de entre cada una de las ternas uno de cada terna, que serán propuestas por:

- a) Los rectores de las universidades del país;
- b) El Ministerio de Energía y Minas.
- c) Los agentes del mercado mayorista.

Los miembros de la comisión deberán cumplir con los siguientes requisitos:

- a) Ser guatemalteco;
- b) Ser profesional universitario, especialista en la materia, y de reconocido prestigio;
- c) No tener relación con empresas asociadas al subsector eléctrico regulado por esta ley;
- d) No tener antecedentes penales o juicio de cuentas pendiente o, habiendo sido condenado, no haber solventado su responsabilidad;
- e) Los miembros de la Comisión trabajarán a tiempo completo y con exclusividad para la misma.

En el acuerdo gubernativo por el que se nombre a los miembros de la Comisión se dispondrá quien de ellos la presidirá. El presidente de la comisión tendrá a su cargo la representación de la misma en los asuntos de su competencia.

Los miembros de la comisión desempeñarán sus funciones por un período de cinco años contados a partir de su toma de posesión.

Las resoluciones de la comisión serán adoptadas por mayoría de sus miembros, los que desempeñarán sus funciones con absoluta independencia de criterio y bajo su exclusiva responsabilidad.

En caso de renuncia, ausencia definitiva o remoción por negligencia o incumplimiento comprobado de cualquier miembro de la comisión, el Ejecutivo nombrará al sustituto para completar el período de entre la terna que para el efecto le propuso originalmente el ente respectivo.

La comisión tendrá presupuesto propio y fondos privativos, los que destinará para el financiamiento de sus fines.

Los ingresos de la comisión provendrán de aplicar una tasa a las ventas mensuales de electricidad de cada empresa eléctrica de distribución. Esta tasa se aplicará de la siguiente manera: todas las empresas distribuidoras pagarán

mensualmente a disposición inmediata de la comisión, el punto tres por ciento (0 3 %) del total de la energía eléctrica distribuida en el mes correspondiente, multiplicado por el precio del kilovatio hora de la tarifa residencial de la ciudad de Guatemala.

La comisión dispondrá de sus ingresos, con las limitaciones que impone esta ley y la Constitución Política de la República. La comisión normará lo relativo a las dietas y remuneración de sus integrantes.

La comisión podrá requerir de la asesoría profesional, consultorías y expertajes que se requieren para sus funciones.

El reglamento de esta ley desarrollará los supuestos a que se refiere el presente artículo.²⁸

3.2.2. Organización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Para el cumplimiento de las funciones asignadas en la LGE la CNEE consta de la siguiente estructura organizacional:

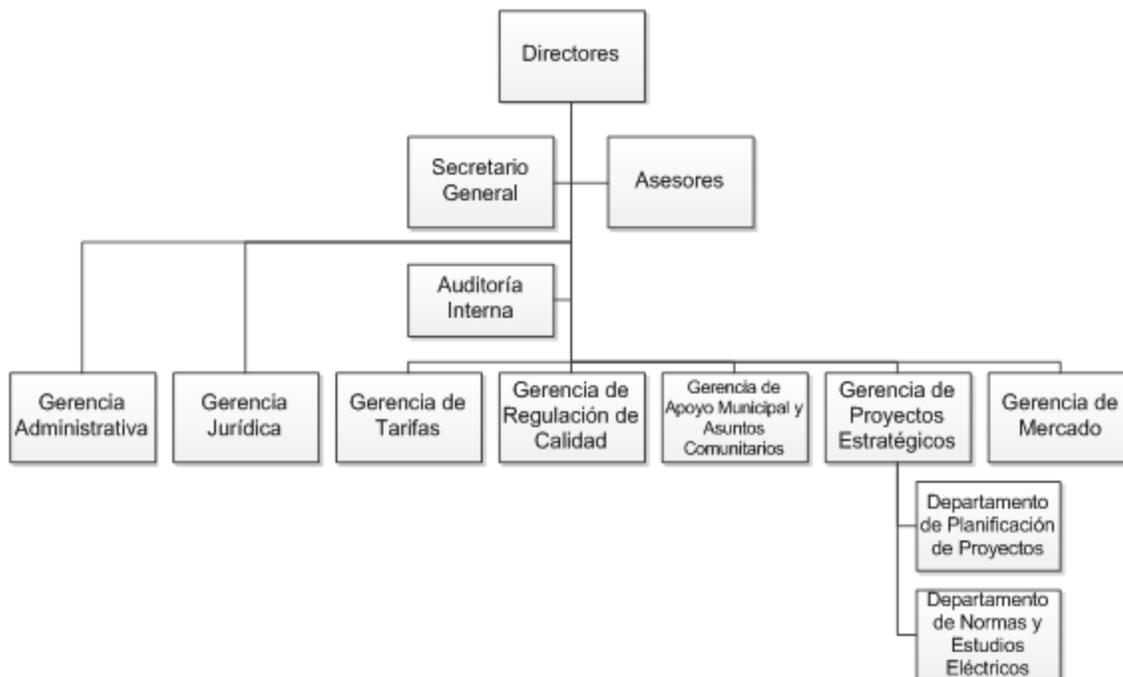
Directorio de comisionados:

- Gerencia General
- Gerencia Administrativa
- Gerencia de Tarifas
- Gerencia de Regulación de Calidad
- Gerencia de Normas
- Gerencia de Jurídica
- Gerencia de Proyectos Estratégicos
- Gerencia de Mercado

²⁸ Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Marco legal del subsector eléctrico de Guatemala, compendio de leyes y reglamentos.* <http://www.cnee.gob.gt/pdf/marco-legal/LEY%20GENERAL%20DE%20ELECTRICIDAD%20Y%20REGLAMENTOS.pdf>. Consulta: 25 de febrero de 2018.

Cada una de las gerencias mencionadas tiene bajo su cargo una parte de las funciones establecidas en la LGE, funge como personal de apoyo técnico al directorio quienes son los responsables de las resoluciones emitidas.

Figura 4. **Organización del CNEE**



Fuente: elaboración propia.

3.2.3. Misión

“Velar por el cumplimiento de la *Ley general de electricidad* y su reglamento, regulando a favor de la eficiencia, estabilidad y sostenibilidad del subsector eléctrico en Guatemala”.²⁹

²⁹ Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Marco legal del subsector eléctrico de Guatemala, compendio de leyes y reglamentos*. <http://www.cnee.gob.gt/pdf/marco-legal/LEY%20GENERAL%20DE%20ELECTRICIDAD%20Y%20REGLAMENTOS.pdf>. Consulta: 25 de febrero de 2018.

3.2.4. Visión

“Liderar el desarrollo del subsector eléctrico de Guatemala propiciando un ambiente de competencia, eficiencia e inversión bajo los más altos estándares de calidad mundial”.³⁰

3.3. Administrador del Mercado Mayorista

Se especifica el marco jurídico que determina la creación, así como las responsabilidades, funciones que delimitan los objetivos del AMM en el MM.

3.3.1. Ley general de electricidad

Artículo 44. La administración del mercado mayorista estará a cargo de un ente privado, sin fines de lucro, denominado Administrador del Mercado Mayorista, cuyas funciones son:

- a) La coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo de costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación de energía eléctrica entre generadores, comercializadores, incluidos importadores y exportadores, grandes usuarios y distribuidores.
- b) Establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre generadores, comercializadores, distribuidores, importadores y exportadores, cuando ellas no correspondan a contratos de largo plazo libremente pactados.
- c) Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica.

Los agentes del mercado mayorista, operarán sus instalaciones de acuerdo a las disposiciones que emita el administrador del mercado mayorista.

El funcionamiento del mercado mayorista se normará de conformidad con esta ley y su reglamento. La conformación mecanismos de financiamiento y el funcionamiento del

³⁰ Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Marco legal del subsector eléctrico de Guatemala, compendio de leyes y reglamentos*. <http://www.cnee.gob.gt/pdf/marco-legal/LEY%20GENERAL%20DE%20ELECTRICIDAD%20Y%20REGLAMENTOS.pdf>. Consulta: 25 de febrero de 2018.

administrador del mercado mayorista se normará de conformidad con esta ley y su reglamento, y su propio reglamento específico.³¹

3.3.2. Organización del Administrador del Mercado Mayorista

Artículo 45. Si un generador o transportista no opera sus instalaciones de acuerdo a las normas de coordinación emanadas del Administrador del Mercado Mayorista, de conformidad con las disposiciones de la presente ley, será sancionado con multa, pudiendo incluso disponerse su desconexión forzosa por un período determinado o hasta que haya resuelto el problema que motivó su desconexión del sistema eléctrico nacional.

3.3.3. Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

Artículo 14. Objetivo del administrador del mercado mayorista. El objetivo del administrador del mercado mayorista es asegurar el correcto funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado y de las interconexiones.

Artículo 15. Función del administrador del mercado mayorista. Es función del Administrador del Mercado Mayorista realizar el despacho o programación de la operación, la coordinación de la operación del sistema nacional interconectado, dentro de los requerimientos de calidad de servicio y seguridad, el posdespacho y la administración de las transacciones comerciales del mercado mayorista.

Artículo 18. Domicilio y sede del administrador del mercado mayorista. El administrador del mercado mayorista tendrá su domicilio y sede principal en la ciudad de Guatemala, pudiendo tener oficinas o sedes en cualquier otra parte de la República de Guatemala, cuando ello fuere necesario para el adecuado cumplimiento de sus funciones.

Artículo 19. Órganos del administrador del mercado mayorista. El administrador del mercado mayorista está integrado por los siguientes órganos:

- a) La Junta Directiva, como órgano de dirección superior.
 - b) La Gerencia General, como ejecutor de las decisiones de la Junta Directiva.
- Artículo 20. Funciones de la junta directiva. Además de cualquier otra atribución o función que le asigne la ley, el reglamento de la ley o el presente reglamento, son

³¹ Comisión Nacional de Energía Eléctrica *Marco Legal del subsector eléctrico de Guatemala, compendio de leyes y reglamentos.* <http://www.cnee.gob.gt/pdf/marco-legal/LEY%20GENERAL%20DE%20ELECTRICIDAD%20Y%20REGLAMENTOS.pdf>. Consulta: 25 de febrero de 2018.

funciones de la Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista las siguientes:

- a) Identificar las faltas y los incumplimientos a las normas de coordinación y las obligaciones de los participantes del mercado mayorista e informar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
- b) Resolver las discrepancias que surjan de las operaciones en el mercado mayorista, en lo que sea de su competencia según lo establecido en este reglamento y en las normas de coordinación.
- c) Aprobar y elevar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cuando corresponda, documentos, informes y estudios que realice el Administrador del Mercado Mayorista.
- d) Establecer la estructura organizacional del Administrador del Mercado Mayorista y las normas generales para su funcionamiento.
- e) Aprobar el presupuesto anual de ingresos y egresos del Administrador del Mercado Mayorista.
- f) Nombrar y remover al Gerente General del Administrador del Mercado Mayorista.
- g) Evaluar los resultados de la gestión de la gerencia general.
- h) Fijar cuotas extraordinarias cuando se requieran.
- i) Establecer su régimen de sesiones ordinarias y extraordinarias.
- j) Fijar el monto a pagar a sus miembros, por concepto de dietas por la asistencia a sesiones de la Junta Directiva.
- k) Ordenar a la Gerencia General del Administrador del Mercado Mayorista la publicación de los ajustes normativos que apruebe la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
- l) Otras que sean señaladas en este reglamento, en las normas de coordinación o las que le sean propuestas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Artículo 21. Integración de la junta directiva. La junta directiva del Administrador del Mercado Mayorista se integra con diez miembros titulares, electos por los Agentes del Mercado Mayorista y los grandes usuarios. Se conforma por dos miembros de cada una de las siguientes agrupaciones:

- a) Generadores
- b) Distribuidores
- c) Transportistas
- d) Comercializadores
- e) Grandes usuarios

Desarrollarán sus funciones con absoluta independencia de criterio y bajo su exclusiva responsabilidad y velarán por el correcto funcionamiento y el fortalecimiento del mercado mayorista.³²

3.3.4. Misión

“Operar el SNI y mercado mayorista manteniendo la continuidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica del país. Velar por la garantía del cubrimiento de la demanda, contribuyendo a la expansión de la generación, transmisión y distribución del sistema de energía eléctrica y operaciones de mercado, buscando la eficiencia económica, con transparencia, independencia y apego al marco legal”.³³

3.3.5. Visión

“Ser uno de los motores en el desarrollo económico del país a través de la operación y administración eficiente del S.N.I., sus interconexiones internacionales y transacciones del mercado mayorista, manteniendo los valores que con autonomía administrativa coadyuven con el desarrollo de sus participantes”.³⁴

3.3.6. Valores

- Institucionales
- Objetividad y apego al marco legal
- Independencia
- Imparcialidad

³² Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE. *Reglamento del administrador del mercado mayorista. Acuerdo Gubernativo Número 299-98.* <http://www.cnee.gob.gt/pdf/marco-legal/ReglamentodelAMM2014.pdf>. Consulta: 25 de febrero de 2018.

³³ *Ibíd.*

³⁴ *Ibíd.*

- Transparencia

3.3.7. Personales

- Objetividad y apego al marco legal
- Integridad
- Transparencia
- Honestidad
- Confidencialidad
- Lealtad

3.3.8. Funciones del Administrador del Mercado Mayorista

- Programación de la operación.
- Despacho de carga.
- Cálculo de precios de corto plazo de la energía en el sistema nacional interconectado.
- Coordinación comercial del mercado de contratos entre los distintos participantes del mercado mayorista.
- Supervisión y coordinación de la operación de SNI.
- Liquidación de las transacciones económicas.
- Asesoramiento a nuevos participantes en el mercado mayorista.

- Simulaciones de la operación a mediano y largo plazo.
- Intercambio de información operativa y económica.
- Comercialización de la energía y potencia de importaciones y exportaciones.

3.3.9. Principios del Administrador del Mercado Mayorista

Dos de los objetivos más importantes del AMM son la operación del sistema nacional interconectado y administrar el mercado mayorista con objetividad y máxima transparencia; sus actuaciones están respaldadas por la *Ley general de electricidad, su reglamento general y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista*. De ahí es donde se han extraído los principios básicos en los que se basa su funcionamiento.

Los generadores compiten por suministrar la energía. Son despachados en función de su costo variable, es decir, el costo que les representa suministrar un KWh. El costo variable es declarado periódicamente y los generadores hidroeléctricos declaran un valor del agua.

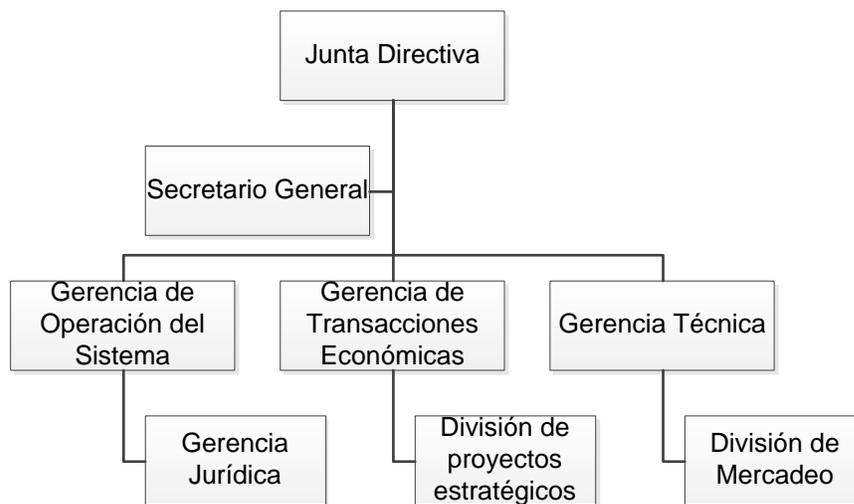
Todos los participantes consumidores deben cubrir su demanda de potencia por medio de un contrato con un participante productor pagando un cargo por potencia. Esto permite cubrir los costos fijos (costos de inversión) de los generadores.

3.3.10. Organización

“Artículo 18. Domicilio y sede del Administrador del Mercado Mayorista. El Administrador del Mercado Mayorista tendrá su domicilio y sede principal en la

ciudad de Guatemala, pudiendo tener oficinas o sedes en cualquier otra parte de la República de Guatemala, cuando ello fuere necesario para el adecuado cumplimiento de sus funciones”³⁵.

Figura 5. **Organización del AMM**



Fuente: elaboración propia.

Composición de la política energética, regulación y coordinación del mercado eléctrico guatemalteco.

³⁵ Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE. *Reglamento del administrador del mercado mayorista. Acuerdo Gubernativo Número 299-98.* <http://www.cnee.gob.gt/pdf/marco-legal/ReglamentodelAMM2014.pdf>. Consulta: 25 de febrero de 2018.

4. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

Todas las funciones: generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica en el país, así como las transacciones de energía entre agentes se dan en el denominado sistema nacional interconectado, SIN, y este a su vez está compuesto por plantas generadoras, líneas de transmisión y subestaciones de todos los participantes del mercado eléctrico, estos movimientos son controlados en su totalidad desde el Centro de Despacho de Carga, CDC, del AMM.

Estos movimientos de generación se dan de acorde a los distintos movimientos dinámicos de la carga en el transcurso del día mediante bandas horarias, esto estrechamente ligado al estado, también dinámico, de la red de transmisión eléctrica, los parámetros de voltaje, corriente, potencia aparente, potencia real, potencia reactiva, voltajes por fase, corrientes por fase y valores de factor de potencia, todos son recolectados mediante puntos de lectura conocidos como unidades de terminal remota, RTU, los cuales son gestionados por un sistema de comunicaciones llamado *supervisory control and data acquisition*, SCADA, que se encarga de recabar información y realizar un control de las variables mediante los datos recolectados.

En el SNI específicamente el sistema de transporte es una red de interconexión de líneas de transmisión con voltajes de 69, 138, 230 y 400 kV, estos denominados voltajes de transmisión y en la red de distribución encontramos voltajes de 3,4, 6,6, 13,8 y 34,5 kV denominados voltajes de subtransmisión, a continuación, se detallan las distintas etapas que conforman el SNI.

4.1. Capacidad instalada

Listado de capacidad instalada en el sistema nacional interconectado de Guatemala.

4.1.1. Generación hidroeléctrica

Tabulación de las distintas plantas de generación hidroeléctrica instaladas dentro del sistema eléctrico nacional.

Tabla II. **Generación hidroeléctrica**

Plantas generadoras	Unidades	Potencia (MW)	Fecha de instalación	Localización	Combustible
Chixoy	5	284,232	27/11/1983	Alta Verapaz	Hidráulica
Hidro Xacbal	2	100,004	8/08/2010	Quiché	Hidráulica
Palo viejo	2	87,381	31/05/2012	Quiché	Hidráulica
Aguacapa	3	79,759	22/02/1982	Santa Rosa	Hidráulica
Jurún Marinalá	3	59,896	12/02/1970	Escuintla	Hidráulica
Renace 1	3	65,102	1/03/2004	Alta Verapaz	Hidráulica
El Canadá	2	47,203	23/11/2003	Quezaltenango	Hidráulica
Las Vacas	2	36,932	1/05/2002	Guatemala	Hidráulica
El Recreo	2	26,129	1/07/2007	Quezaltenango	Hidráulica
Secacao	1	16,052	1/07/1998	Alta Verapaz	Hidráulica
Los Esclavos	2	13,350	17/08/1966	Santa Rosa	Hidráulica
Montecristo	2	13,037	1/05/2006	Quezaltenango	Hidráulica
Pasabien	2	12,359	22/06/2000	Zacapa	Hidráulica
Matanzas	1	11,783	1/07/2002	Baja Verapaz	Hidráulica
Poza verde	3	9,556	22/06/2005	Santa Rosa	Hidráulica
Río bobos	1	10,533	10/08/1995	Izabal	Hidráulica
Choloma	1	9,527	11/12/2011	Alta Verapaz	Hidráulica
Santa teresa	2	16,686	9/10/2011	Baja Verapaz	Hidráulica
Panan	3	7,538	18/09/2011	Suchitepéquez	Hidráulica
Santa María	3	6,029	25/06/1927	Quezaltenango	Hidráulica
Palín 2	2	3,924	1/07/2005	Escuintla	Hidráulica
Candelaria	1	4,445	1/05/2006	Alta Verapaz	Hidráulica
San Isidro	2	3,400	1/07/2002	Baja Verapaz	Hidráulica
El Capulín	2	3,500	1/01/1990	Escuintla	Hidráulica
El Porvenir	1	2,146	1/09/1978	San Marcos	Hidráulica
El Salto	2	2,371	1/01/1938	Escuintla	Hidráulica
Chichaic	2	0,456	26/07/1979	Alta Verapaz	Hidráulica
San Jerónimo	1	0,200	18/12/1996	Baja Verapaz	Hidráulica
Visión de Águila	2	2,080	29/12/2013	Alta Verapaz	Hidráulica
El Manantial 1	3	3,302	22/02/2015	Retalhuleu	Hidráulica
El Manantial 2	8	21,861	22/02/2015	Quezaltenango	Hidráulica
El Cóbano	2	8,851	29/02/2015	Santa Rosa	Hidráulica
Oxec	2	24,838	1/11/2015	Alta Verapaz	Hidráulica
Totales	75	994,462			

Fuente: elaboración propia.

4.1.2. Generación distribuida

Tabulación de las distintas plantas de generación distribuida instaladas dentro del sistema eléctrico nacional.

Tabla III. Generación distribuida

Plantas generadoras	Unidades	Potencia (MW)	Fecha de instalación	Localización	Combustible
Hidroeléctrica Santa Elena	2	0,560	01/12/2008	Escuintla	Hidráulica
Kaplan Chapina	1	2,000	01/06/2009	Santa Rosa	Hidráulica
Hidroeléctrica Cueva María	5	4,950	01/10/2009	Quetzaltenango	Hidráulica
Hidroeléctrica Los Cerros	1	1,250	01/02/2010	San Marcos	Hidráulica
Hidroeléctrica Covadonga	2	1,500	01/07/2010	Retalhuleu	Hidráulica
Generadora El Prado	1	0,500	01/12/2010	Quetzaltenango	Hidráulica
Hidroeléctrica Finca Las Margaritas	5	0,438	01/12/2010	Suchitepéquez	Hidráulica
Hidropower SDMM	1	1,908	01/04/2011	Escuintla	Hidráulica
Hidroeléctrica La Perla	1	3,610	01/10/2011	Alta Verapaz	Hidráulica
Hidroeléctrica Sac-Ja	2	2,000	01/10/2011	Baja Verapaz	Hidráulica
Hidroeléctrica San Joaquín	1	0,800	01/01/2012	Alta Verapaz	Hidráulica
Hidroeléctrica Luarca	2	0,510	16/06/2012	Suchitepéquez	Hidráulica
Hidroeléctrica Finca Las Margaritas Fase 2	1	1,600	22/08/2012	Suchitepéquez	Hidráulica
Palo Gordo	2	5,000	14/05/2012	Suchitepéquez	Biomasa
Hidroeléctrica El Libertador	1	2,041	24/11/2013	Santa Rosa	Hidráulica
Hidroeléctrica Las Victorias	2	1,000	26/02/2013	Escuintla	Hidráulica
El Coralito	1	1,479	01/07/2013	Suchitepéquez	Hidráulica
El Zambo	1	0,980	28/07/2013	Suchitepéquez	Hidráulica
Generadora Del Atlántico Vapor	1	2,603	08/12/2013	Izabal	Biomasa
Generadora Del Atlántico Biogás	3	1,275	08/12/2013	Izabal	Biogás
Hidroeléctrica Monte María	2	0,691	01/01/2014	San Juan Alotenango	Hidráulica
Hidroeléctrica Hydroaguná	1	2,032	05/04/2014	Escuintla	Hidráulica
Central Solar Fotovoltaica SIBO	5	5,000	01/05/2014	Zacapa	Fotovoltaica
Hidroeléctrica La Paz	2	0,950	01/08/2014	Escuintla	Hidráulica
Hidroeléctrica El Ixtalito	1	1,597	14/09/2014	San Marcos	Hidráulica
Hidroeléctrica Guayacán	2	2,700	09/11/2014	Santa Rosa	Hidráulica
Hidroeléctrica Tuto Dos	1	0,960	18/11/2014	Huehuetenango	Hidráulica
Hidroeléctrica El Panal	1	2,500	12/02/2015	Santa Rosa	Hidráulica
Hidroeléctrica Pacayas	2	5,000	25/03/2015	Alta Verapaz	Hidráulica
Biogás Vertedero El Trébol	1	1,200	25/04/2015	Guatemala	Biomasa
Hidroeléctrica Samuc	1	1,200	14/05/2015	Alta Verapaz	Hidráulica
Gas Metano Gabiosa	1	1,056	19/07/2015	Escuintla	Biomasa
Hidroeléctrica San José	1	0,430	30/07/2015	Alta Verapaz	Hidráulica
Hidroeléctrica Peña Flor	1	0,499	27/10/2015	Suchitepéquez	Hidráulica
Hidroeléctrica Santa Anita	1	1,560	21/12/2015	Guatemala	Hidráulica
Hidroeléctrica Cerro Vivo	1	1,203	24/01/2016	Guatemala	Hidráulica
Totales	64	65,822			

Fuente: elaboración propia.

4.1.3. Generación térmica

Tabulación de las distintas plantas de generación térmica instaladas dentro del sistema eléctrico nacional.

4.1.3.1. Turbinas de vapor

Tabulación de las distintas turbinas de vapor instaladas dentro del sistema eléctrico nacional.

Tabla IV. **Generación por turbinas de vapor**

Plantas generadoras	Unidades	Potencia (MW)	Fecha de instalación	Localización	Combustible
San José	1	137,262	01/01/2000	Escuintla	Carbón
La Libertad	1	17,382	17/08/2008	Guatemala	Carbón
Arizona Vapor	1	3,285	29/09/2008	Escuintla	Escape
Las Palmas 2	2	76,347	13/05/2012	Escuintla	Carbón
Generadora Costa Sur	1	30,025	11/08/2013	Escuintla	Carbón
Jaguar Energy	2	265,847	21/06/2015	Escuintla	Carbón
Totales	6	530,148			

Fuente: elaboración propia.

4.1.3.2. Turbinas de gas

Tabulación de las distintas turbinas de gas instaladas dentro del sistema eléctrico nacional.

Tabla V. **Generación por turbinas de gas**

Plantas generadoras	Unidades	Potencia (MW)	Fecha de instalación	Localización	Combustible
Tampa	2	78,403	01/01/1995	Escuintla	Diésel
Stewart & Stevenson	1	20,909	24/12/1995	Escuintla	Diésel
Escuintla Gas 3	1	22,829	01/01/1976	Escuintla	Diésel
Escuintla Gas 5	1	38,456	01/11/1985	Escuintla	Diésel
Laguna Gas 1	1	17,000	01/01/1978	Guatemala	Diésel
Laguna Gas 2	1	25,000	01/01/1978	Guatemala	Diésel
Totales	6	202,597			

Fuente: elaboración propia.

4.1.3.3. Motores de combustión interna

Tabulación de plantas a base de motores de combustión instaladas dentro del sistema eléctrico nacional.

Tabla VI. **Generación por motores de combustión interna**

Plantas generadoras	Unidades	Potencia (MW)	Fecha de instalación	Localización	Combustible
Arizona	10	160,755	01/04/2003	Escuintla	Bunker
Poliwatt	7	125,511	01/05/2000	Escuintla	Bunker
Darsa	1	5,000	2004/2013	Escuintla y Suchitepéquez	Biogas/Bunker
Puerto Quetzal Power	10	57,342	01/01/1993	Escuintla	Bunker
Las Palmas	5	66,853	01/09/1998	Escuintla	Bunker
Genor	4	41,399	01/10/1998	Izabal	Bunker
Sidegua	10	44,000	01/01/1995	Escuintla	Bunker
Generadora Progreso	6	21,968	01/01/1993	El Progreso	Bunker
Electro Generación	2	16,223	01/11/2003	Guatemala	Bunker
Gecsa	2	15,744	25/02/2007	Chimaltenango	Bunker
Gecsa 2	2	37,800	12/10/2008	Chimaltenango	Bunker
Coenesa	5	5,957	01/09/2008	Izabal	Diesel
Electro Generación Cristal Bunker	2	10,000	27/06/1995	Petén	Bunker
Inteccsa Bunker	1	3,000	01/02/1998	Petén	Bunker
Inteccsa Diésel	5	6,400	14/07/1994	Petén	Diesel
Genosa	3	16,586	14/07/2013	Escuintla	Bunker
Totales	17	705,311			

Fuente: elaboración propia.

4.1.3.4. Ingenios azucareros – biomasa

Tabulación de cogeneración instalada dentro de ingenios azucareros, participantes del mercado nacional.

Tabla VII. **Generación de los ingenios azucareros – biomasa**

Plantas generadoras	Unidades	Potencia (MW)	Fecha de instalación	Localización	Combustible
Magdalena	Varias	74,659	01/01/1994	Escuintla	Biomasa/Bunker
Magdalena Excedentes	1	15,620	2005-2006	Escuintla	Biomasa
Biomass	2	114,733	15/03/2013 y 14/09/2014	Escuintla	Biomasa/Carbón
Pantaleón	Varias	60,000	01/01/1991	Escuintla	Biomasa/Bunker
Pantaleón Excedentes	1	21,534	01/01/2005	Escuintla	Biomasa
La Unión	Varias	37,958	01/01/1995	Escuintla	Biomasa/Bunker
La Unión Excedentes	1	5,643	01/01/2009	Escuintla	Biomasa
Santa Ana Bloque 1	Varias	36,205	01/01/1995	Escuintla	Biomasa/Bunker
Santa Ana Bloque 2	1	57,647	18/01/2015	Escuintla	Biomasa/Carbón
Madre Tierra	2	23,643	01/01/1996	Escuintla	Biomasa/Bunker
Concepción	Varias	20,574	01/01/1994	Escuintla	Biomasa/Bunker
Tululá	2	7,886	01/02/2001	Suchitepéquez	Biomasa/Bunker
Tululá 4	1	9,465	24/05/2013	Suchitepéquez	Biomasa
Trinidad	2	21,000	01/02/2009 y 01/01/2011	Escuintla	Biomasa
Trinidad 3	1	20,383	01/11/2011 y 01/10/2012	Escuintla	Biomasa/Bunker
Trinidad 4	1	41,121	01/05/2015	Escuintla	Biomasa/Carbón
San Diego	1	5,000	01/12/2004	Escuintla	Biomasa
El Pilar	2	10,500	18/03/2012	Retalhuleu	Biomasa/Bunker
El Pilar 3	1	12,935	01/03/2013	Retalhuleu	Biomasa/Bunker
Palo Gordo	1	30,900	01/03/2013 y 09/11/2014	Suchitepéquez	Biomasa/Carbón
Palo Gordo Bloque 2	1	41,726	08/11/2015	Suchitepéquez	Biomasa/Carbón
Generadora Santa Lucía	1	44,889	09/11/2014	Escuintla	Biomasa/Carbón
Totales	22	714,021			

Fuente: elaboración propia.

4.1.3.5. Geotérmicas

Tabulación de plantas geotérmicas instaladas dentro del sistema eléctrico nacional.

Tabla VIII. **Generación energía geotérmica**

Plantas generadoras	Unidades	Potencia (MW)	Fecha de instalación	Localización	Combustible
Orzunil	7	12,728	20/08/1999	Quezaltenango	Geotérmica
Ortitlán	2	20,833	01/07/2007	Escuintla	Geotérmica
Totales	9	33,561			

Fuente: elaboración propia.

4.1.3.6. Solar fotovoltaica

Tabulación de plantas a base de tecnología solar fotovoltaica instaladas dentro del sistema eléctrico nacional.

Tabla IX. **Generación energía fotovoltaica**

Plantas generadoras	Unidades	Potencia (MW)	Fecha de instalación	Localización	Combustible
Horus 1	8	50,000	09/02/2015	Santa Rosa	Solar
Horus 2	3	30,000	26/07/2015	Santa Rosa	Solar
Totales	11	80,000			

Fuente: elaboración propia.

4.1.3.7. Eólicas

Tabulación de plantas a base de turbinas eólicas instaladas dentro del sistema eléctrico nacional.

Tabla X. **Eólicas**

Plantas generadoras	Unidades	Potencia (MW)	Fecha de instalación	Localización	Combustible
San Antonio El Sitio	16	52,800	19/04/2015	Guatemala	Eólica
Viento Blanco	7	23,100	06/12/2015	Escuintla	Eólica
Totales	23	75,900			

Fuente: elaboración propia.

4.2. Composición de las tecnologías instaladas en el SINI

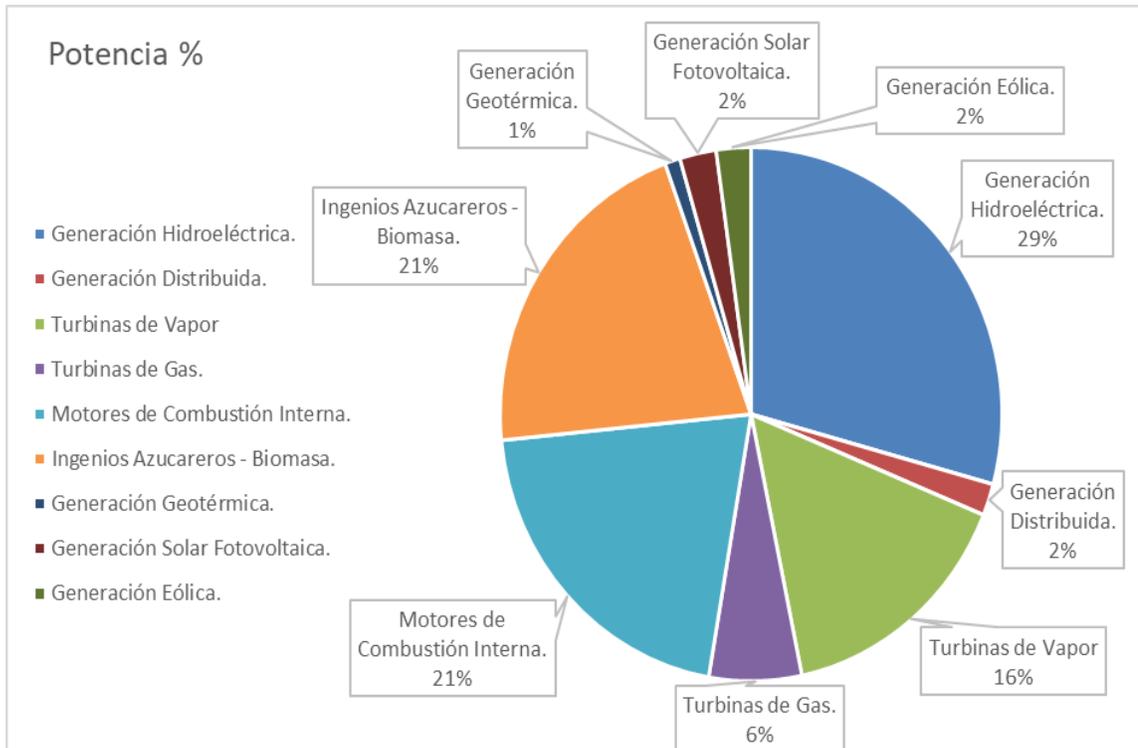
Según los cuadros anteriores se muestra un resumen de la matriz energética instalada en el SIN.

Tabla XI. **Resumen de la matriz energética instalada**

Sistema eléctrico nacional	Potencia MW
Generación hidroeléctrica	994 462
Generación distribuida	65 822
Turbinas de vapor	530 148
Turbinas de gas	202 597
Motores de combustión interna	705 311
Ingenios azucareros - biomasa	714 021
Generación geotérmica	33 561
Generación solar fotovoltaica	80 000
Generación eólica	75 900
Totales	3401 822

Fuente: elaboración propia.

Figura 6. **Matriz energética instalada**



Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE. *Atlas del SIN*.
http://www.cnee.gob.gt/wp/?page_id=1008. Consulta: 26 de marzo de 2018.

4.2.1. **Generación hidroeléctrica**

En una central hidráulica se da el proceso de transformación de energía hidráulica de un curso de agua en energía eléctrica; estas comprenden un conjunto de instalaciones destinadas al almacenamiento hidráulico del fluido de trabajo, la conversión de la energía hidráulica del agua en energía mecánica, la conversión de la energía mecánica en energía eléctrica, e instalaciones complementarias de adaptación de voltajes, interconexión y maniobra.

En la actualidad, la capacidad de producción de energía eléctrica a partir del uso de agua representa alrededor de un 22 % de la capacidad total instalada a nivel mundial.

Si bien los costos iniciales de capital son elevados, la simplicidad inherente de las plantas hidroeléctricas sumado a sus bajos costos de operación y mantenimiento, larga vida útil de las instalaciones y elevada confiabilidad, hace de este tipo de generación una fuente energética flexible y altamente efectiva en términos de costos.

Como atributos adicionales de la generación hidráulica, merecen destacarse la rápida respuesta de las turbinas durante las maniobras de arranque, toma de carga, reducción de carga y seguimiento de las variaciones de frecuencia del sistema al cual están conectadas, la capacidad de arranque autónomo, lo que implica que no necesitan recurrir a energía del sistema externo a la central para poner en marcha las unidades, la capacidad de transmisión rápida entre los modos generador y condensador sincrónico y viceversa, la utilización de la instalación para acumulación de energía por bombeo.

4.2.1.1. Clasificación según el modo de control del flujo de agua

- Centrales hidráulicas de pasada

Se caracterizan por tener una escasa capacidad de almacenamiento de agua y reducido control del caudal afluente, no tienen un embalse propiamente, sino que el agua se utiliza directamente en las turbinas para la generación de electricidad o se derrama por el vertedero de la central. Son instalaciones

típicas de llanura que se caracterizan por su gran caudal y bajo salto útil. La central se emplaza sobre el curso del propio río, o sobre un canal derivador, después de interceptar el curso de agua con un dique de contención.

Este tipo de instalaciones pueden clasificarse en centrales con reserva (diaria o semanal) o sin reserva. En el primer tipo, la acumulación de agua se consigue mediante un ligero ensanchamiento del curso del río para una cierta acumulación de agua.

- Centrales hidráulicas de embalse

Son instalaciones que tienen capacidad de almacenar energía hidráulica en un embalse, disponen de gran capacidad de regulación del caudal del río mediante la operación óptima de la planta hidroeléctrica.

El embalse tiene por objeto regular el caudal afluente de los ríos. Según la capacidad de almacenamiento, los embalses pueden ser destinados a regulación mensual, estacional, anual o hiperanual.

La adecuada selección de la capacidad del embalse depende de un gran número de factores, en particular, del costo de la obra civil, sobre el cual tienen una marcada incidencia la configuración natural del terreno.

- Centrales hidráulicas de acumulación por bombeo

Son instaladas en las cuales las turbinas pueden invertir el sentido de rotación durante las horas de mínima demanda del sistema, bombeando agua desde un embalse inferior a un embalse superior. De esta forma, es posible acumular energía eléctrica en la forma de energía potencial hidráulica que

posteriormente será utilizada en la producción de electricidad durante las horas de máxima demanda que es cuando más se le requiere.

Existen diferentes variantes constructivas que pueden sintetizarse en los siguientes tipos principales:

- Centrales separadas para bombeo y generación.
- Centrales con unidades cuaternarias, entiéndase, que en la misma central existen grupos motor-bomba que son usados para bombeo y turbina-generator de uso exclusivo para generación.
- Centrales con unidades ternarias, donde los grupos están formados por bomba-generator-turbina, la maquina eléctrica es única y reversible, pero, las hidráulicas son distintas en el sentido de su uso.
- Centrales con unidades binarias, el grupo está constituido por generator-turbina reversible, la maquina hidráulica realiza las tareas de acción y reacción del agua.
- Centrales mixtas de unidades ternarias convencionales, consta de grupos, motor-bomba/generator-turbina y grupos de turbina-generator.
- Centrales mixtas de unidades binarias convencionales, está integrada por grupos motor/generator-bomba/turbina y grupos turbina-generator.

4.2.1.2. Clasificación según la altura del salto

Otro criterio de clasificación de las instalaciones de generación hidráulica es según la altura del salto, que permite distinguir tres tipos de instalación.

- Saltos de pequeña altura, se trata de instalaciones cuya altura neta es menor a 15 m.
- Saltos de mediana altura, instalaciones cuya altura neta esta entre los 15 y 50 m.
- Saltos de gran altura, en estas la altura neta es mayor que los 50 m.

Esta clasificación es importante desde el punto que el salto neto es el que determina, la magnitud y complejidad de la obra civil, presa, canal de derivación, conducción forzada, casa de máquinas y el tipo de turbina a aplicar, así como la velocidad del grupo y el tipo de generador a utilizar.

Tabla XII. **Generación hidráulica según la altura del salto**

Topografía del terreno	Terreno llano o ligeramente ondulado	Terreno suavemente ondulado	Terreno montañoso
Importancia del caudal con respecto a la altura	Grande	Media	Pequeña
Embalse	Sin embalse o con reserva diaria, presa a través del río, compuertas móviles	Presa y reserva diaria o semanal en el mismo río, compuertas móviles y aliviaderos fijos a veces embalse.	Embalse anual o hiperanual
Alineación de agua a la central	Central a filo de agua	Canal de derivación	Canal de derivación o túnel y central a pie de presa
Tipo de central	Canal de aducción, sala de máquinas, infraestructura	Canal de aducción, conducción forzada, sala de máquinas e infraestructura	Chimenea de equilibrio, conducción forzada, sala de máquinas e infraestructura
Tipo de turbina	kaplan, hélice, bulbo, Francis exprés	Francis normal	Francis lenta, Peltón
Tamaño de la turbina	Grande	Mediano	Pequeña
Eje de la turbina	Usualmente vertical	Usualmente vertical	Usualmente horizontal
Costo específico de la central por kW instalado.	Alto	Medio	Bajo

Fuente: elaboración propia.

4.2.1.3. **Capacidad de una planta y producción de energía**

La capacidad de generación de una central hidráulica es función del salto útil y el caudal de agua en la descarga de la turbina y se calcula mediante la siguiente expresión.

$$P=9,81\eta QH$$

Donde:

- P = potencia (KW)
- η = rendimiento de la planta
- Q = caudal de descarga de la turbina (m³/s)
- H = salto útil (m)

El rendimiento de la planta es el producto de los rendimientos de la turbina η_t y el generador η_G , respectivamente. Los valores de η_t varían entre los 0,87 y 0,94, mientras que los de η_G entre 0,95 y 0,97.

El caudal y el salto útil están influenciados por los caudales afluentes al embalse, las características de almacenamiento del reservorio, las características de diseño de la planta y el equipamiento, las restricciones de caudal aguas abajo impuestas por las necesidades de irrigación, caudales mínimos ecológicos o control de crecidas. En las etapas de planeamiento de un nuevo emprendimiento hidroeléctrico son estudiadas de manera muy cuidadosa las condiciones de operación con caudales históricos diarios, estacionales, máximos y mínimos.

La capacidad de la planta, energía anual y características físicas tales como las estructuras del embalse y aliviadero son optimizadas a través de complejos estudios técnico-económicos que consideran los datos hidrológicos, la operación planificada del embalse, las características de desempeño de los equipamientos de la planta, los costos de construcción, el valor de la potencia y la energía, y las tasas de descuento; los costos de subestación, la línea de transmisión, comunicaciones e instalaciones de telecontrol son también aspectos de importancia que deben ser incluidos en el análisis económico.

4.2.2. Turbinas de vapor

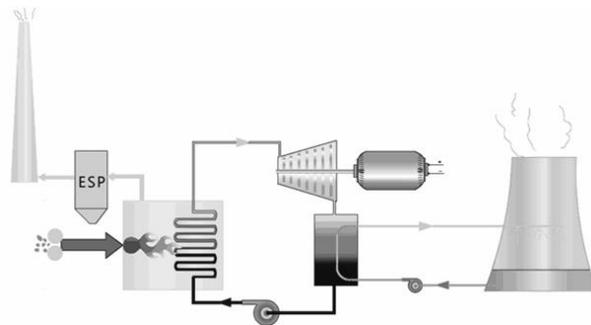
Las centrales térmicas de vapor son instalaciones diseñadas y construidas con el propósito de convertir la energía contenida en un combustible (carbón, petróleo, gas natural o uranio) en energía eléctrica, a través del uso de un generador eléctrico impulsado por una turbina de vapor, que cumple el rol de elemento de conversión electromecánica de la energía.

Las centrales de generación térmica difieren de las plantas industriales en que la naturaleza del producto final nunca se modifica, es decir, la planta siempre producirá energía eléctrica. Lo que puede cambiar en el tiempo es el tipo de combustible utilizado para la generación eléctrica (carbón, petróleo o gas) y los requerimientos ambientales.

4.2.3. Generalidades constructivas

En la figura 7 se pueden ver los componentes principales de una planta de generación térmica basada en el uso de combustibles fósiles.

Figura 7. **Accesorios principales de un ciclo Rankine**



Fuente: SEVERNS, W.H.; H.E. DEGLER; J.C. Miles. *Energía mediante vapor, aire o gas.*

p. 307.

En una planta de producción de energía eléctrica en base a combustible fósil, un combustible como el carbón, el petróleo o el gas natural es utilizado como fuente primaria de energía para producir el calor de combustión que es necesario transferir al agua de alimentación para generar vapor a alta presión y alta temperatura. El proceso de combustión tiene lugar en el hogar de la caldera donde ocurre la transferencia de calor al fluido de trabajo a través del metal de los tubos de caldera. Durante la transformación de la energía química del combustible en calor se producen pérdidas en el orden del 10 % debido a combustión incompleta y el calor de los gases de combustión que se van por la chimenea.

Las turbinas convierten la energía del vapor de alta presión en energía mecánica que se transforma en energía eléctrica a través de los generadores. Por cuestiones de simplicidad, la turbina dibujada en la figura 7 se muestra como unidad simple, pero en la práctica ésta puede consistir de dos o tres turbinas para incrementar la eficiencia.

El vapor exhausto que sale de la turbina de alta presión es reciclado a la caldera para recalentamiento antes de ser ingresado en las turbinas de baja presión.

En el diagrama presentado, la turbina y el generador comparten el mismo eje de manera que la energía eléctrica producida es inyectada al sistema a través de las líneas de transmisión. Una turbina de vapor de buen diseño puede alcanzar una eficiencia próxima al 90 %, en tanto que el generador puede tener una eficiencia de conversión energética aún mayor que el valor indicado.

El vapor exhausto, con un estado cercano a la condición de saturación, es extraído de la última etapa de turbina por el vacío parcial creado en el

condensador, y allí es enfriado para retornar al estado líquido. Las bombas de enfriamiento de agua de gran porte son las que proveen de la necesaria capacidad de extracción del calor remanente del vapor en los condensadores. Generalmente, el agua de enfriamiento es extraída de un río, lago o el mar, incrementa su temperatura en el condensador y es retornada a su fuente de origen, en cuyo caso, el proceso se denomina enfriamiento de un solo paso. En la figura 7 se muestra un sistema más costoso que incluye una torre de enfriamiento, pero que requiere menos agua y evita las consecuencias de la contaminación térmica. El agua de enfriamiento proveniente de los intercambiadores de calor del condensador es pulverizada en la torre de enfriamiento y la evaporación resultante transfiere el calor directamente a la atmósfera.

El líquido condensado es retornado a la caldera en la forma de agua de alimentación de alta presión, luego de pasar por varias etapas de bombeo, alimentación de calor para mejorar la eficiencia del proceso de conversión energética y aireación.

Cuando se trata de plantas térmicas que utilizan el carbón como combustible primario es necesaria la instalación de sistemas de control de emisiones de muy alta efectividad, que, si bien son instalaciones bastante costosas, contribuyen a disminuir en forma significativa las emisiones tóxicas. Lamentablemente, estos sistemas no resuelven el problema del control de emisiones de CO₂ que son la causa del cambio climático.

La turbina de vapor de un ciclo combinado gas-vapor es el elemento principal de un motor de combustión externa que funciona en base a un ciclo termodinámico que se denomina ciclo de Rankine.

En las turbinas de vapor que se utilizan en los ciclos combinados gas-vapor, en su configuración más simple, el vapor a alta presión producido en la caldera de recuperación de calor se expande en los cilindros de la turbina hasta alcanzar la presión de condensación. La energía del vapor que no es aprovechable en forma de energía mecánica en el proceso de expansión es cedida en parte a la fuente fría en el condensador, donde el vapor se transforma en agua líquida y así facilita el proceso de elevación de presión posterior.

A la salida del condensador, las bombas de agua de alimentación se encargan de elevar la presión del agua desde el pozo de condensado hasta la caldera de recuperación de calor, donde se produce el calentamiento, vaporización del agua y sobrecalentamiento del vapor a presión constante. A la salida de la caldera, el vapor producido ingresa a la turbina de vapor, repitiendo el proceso.

Las turbinas de vapor que se utilizan en los ciclos combinados son similares a las utilizadas en las centrales de vapor convencionales, aunque pueden tener algunas características específicas.

4.2.4. Turbinas de gas

Las centrales eléctricas con turbinas de gas han registrado un gran desarrollo en los últimos años, precisamente por el interés creciente que ha despertado la utilización de turbinas de gas en las plantas de ciclo combinado. Este tipo de instalaciones de generación, que será motivo de un tratamiento específico en otra sección, están basadas en el empleo de una combinación de turbinas de gas y de vapor, en una variedad de configuraciones de turbinas, calderas de recuperación de calor y regeneradores.

Si se las compara con las turbinas de vapor, tanto las turbinas de gas como sus sistemas auxiliares, a igualdad de módulo de potencia, resultan de menor tamaño, peso y costo de instalación por unidad de potencia. Los plazos de entrega del equipamiento son relativamente cortos y la instalación y puesta en servicio de las unidades es bastante rápida.

Las centrales de turbinas de gas son instalaciones de arranque rápido, a menudo sus unidades son operadas en forma remota y presentan una marcha suave. Además de producir energía eléctrica, ofrecen buena flexibilidad para atender otras necesidades del proceso, por ejemplo, el suministro de aire comprimido; además, pueden funcionar con una amplia variedad de combustibles líquidos y gaseosos, incluyendo el gas de bajo poder calorífico.

Sin embargo, pese a todas las ventajas comentadas, la relativamente baja eficiencia del ciclo térmico de las turbinas de gas ha contribuido a que las centrales que cuentan con este tipo de equipamiento normalmente no operan en carga base, sino que lo hacen principalmente como centrales de punta. Esta modalidad de operación es consistente con la combinación de bajo costo de capital y baja eficiencia que presentan estas instalaciones, lo que las hace competitivas aún con períodos de utilización de 1 000 a 2 000 h/año.

Las turbinas de gas de tipo industrial son ampliamente utilizadas en las plantas industriales para impulsar cargas rotativas como bombas, compresores y pequeños generadores eléctricos. En la industria eléctrica se utilizan desde hace muchos años para la producción de energía en las horas de mayor consumo; también, para cubrir otras necesidades para cargas intermedias o de operación en carga base.

La turbina de gas, en el caso de un ciclo combinado gas-vapor, es un motor de combustión interna que transforma la energía de combustión de un combustible líquido o gas en energía mecánica en el eje, que funciona con base en el ciclo de Brayton.

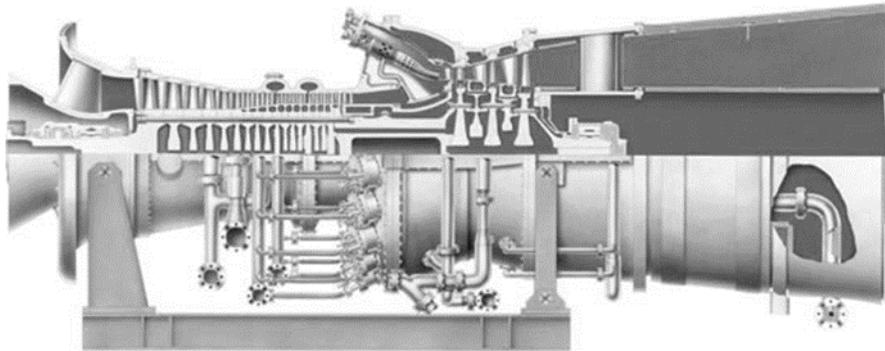
En las turbinas de gas que se utilizan en los ciclos combinados, en la versión más sencilla, el aire es filtrado antes de ingresar al compresor, donde es comprimido para luego ser introducido en la cámara de combustión como comburente. Parte del aire comprimido se puede utilizar para la refrigeración de las partes calientes de la cámara de combustión y de las primeras etapas de la turbina de gas.

Los gases producidos en la combustión transmiten su energía a los álabes de la turbina transformando la energía asociada a la presión, temperatura y velocidad de la corriente de gases, en energía mecánica en el eje. La máxima temperatura admisible por los gases, tanto en la cámara de combustión como a la entrada de los primeros álabes de la turbina, está limitada por razones de resistencia térmica y mecánica de los materiales empleados.

En el escape de la turbina, los gases son portadores de una energía considerable, que puede representar un 60 % de la energía aportada por el combustible, que se puede recuperar en su mayor parte en la caldera de recuperación de calor.

Con fines ilustrativos, en la figura 8 se presenta una vista en corte longitudinal de las secciones de una turbina de gas de servicio industrial correspondiente al modelo MS7001FB de la compañía General Electric (U.S.A.), cuya potencia base ISO es 184,4 MW y la relación de compresión es 18.4:1.

Figura 8. **Corte longitudinal de una turbina de gas**



Fuente: SOARES, Claire. *Gas turbines: a handbook of air, land and sea applications*. p. 670.

La turbina de gas de ciclo abierto no requiere de precalentamiento. Esto implica que una vez arrancada la máquina y llevada a su velocidad de rotación nominal por medio del motor auxiliar de arranque, se enciende el combustible y la turbina se puede acelerar de inmediato desde la condición de arranque en frío hasta plena carga sin tiempo de precalentamiento. Esta característica actúa en favor de aplicar este tipo de máquina primaria para las unidades de pico de los sistemas eléctricos.

Adicionalmente, las turbinas de gas de ciclo abierto son máquinas de bajo peso y tamaño, en relación con la potencia desarrollada; pueden utilizar cualquier tipo de combustible fósil, desde las gasolinas de alto octanaje hasta los combustibles más pesados, como el *diesel oil*; no requieren agua de refrigeración, excepto aquellas máquinas que están equipadas con *intercooler*, lo que las torna independientes del medio de refrigeración.

Sin embargo, la eficiencia de la máquina a carga parcial disminuye muy rápidamente, pues una parte considerable de la potencia desarrollada es

utilizada para mover el compresor. Los cambios en la temperatura ambiente, la presión atmosférica y la humedad del aire exterior que ingresa al compresor son factores que tienen marcada influencia sobre la potencia mecánica que entrega la turbina.

4.2.5. Motores de combustión interna

Este tipo de centrales térmicas ofrece rápido arranque y parada de unidades, buena capacidad de seguimiento de carga con despacho ágil, pueden suministrar potencia a la red en el lapso de un 1 min, y alcanzar la condición de plena carga en un intervalo de 5-10 min.

En esta sección se presentan las características más salientes de este tipo de fuente de generación, los principios de funcionamiento de los motores alternativos de ciclo Otto y ciclo Diésel, las curvas características de funcionamiento, los recursos que se utilizan en la industria para mejorar la eficiencia térmica de los motores, los modelos que son de uso corriente en los estudios de funcionamiento dinámico, y la respuesta transitoria frente a perturbaciones similares a las que habitualmente se presentan en el sistema eléctrico.

Las modernas máquinas de combustión interna que se disponen en el mercado están excelentemente adaptadas para satisfacer las necesidades que plantean las diversas aplicaciones de generación de potencia estacionaria. Cubren una amplia gama de valores de capacidad, parten del caso elemental de una planta conformada por un solo generador, hasta alcanzar los módulos mayores, donde la planta puede estar integrada por algunas decenas de unidades para conseguir algunos cientos de MW. Las plantas de mayor capacidad que se han construido hasta el presente exceden los 300 MW y son

competitivas en aplicaciones donde la flexibilidad y la alta eficiencia constituyen el principal requisito.

En la figura 9 se presenta una vista de la disposición general de una planta conformada por 30 unidades de combustión interna alojadas en el interior de una nave de generación.

Figura 9. **Planta de 171 MW Arizona Orazul Energy**



Fuente: *Duke energy se retirará*. <https://www.prensalibre.com/economia/economia/duke-energy-se-retirara>. Consulta: 25 de marzo de 2018.

Los motores están diseñados para satisfacer dos principios operativos diferentes, lo que les confiere características especiales que los hace adecuados para operar tanto con combustibles gaseosos como líquidos.

Los motores de combustión interna más modernos que actualmente están disponibles en el mercado pueden alcanzar valores de eficiencia en ciclo simple del orden de 47,5 %, medida en terminales del generador, con un consumo específico de combustible de 7 187 BTU/kWh. Estas máquinas utilizan

turbocargadores, que pueden operar con hasta 20 000 r.p.m. y un refrigerador intermedio (*air cooler*).

La refrigeración de los motores de combustión interna se realiza mediante agua en circuito cerrado y un sistema de radiadores. Este sistema tiene mínimo consumo de agua, por lo que permite que las plantas de generación de este tipo se puedan localizar en sitios apartados de la costa, en las proximidades de los centros de consumo o en zonas desérticas. Si la planta está ubicada junto a la costa, o en una barcaza, se puede utilizar agua de mar como refrigerante.

La combustión en los motores es controlada mediante un sofisticado sistema computarizado, que continuamente está monitoreando los parámetros de la máquina, tales como la carga, velocidad, temperatura de los gases de escape y presión en los cilindros. Esto le permite al sistema de control detectar la detonación y las fallas de encendido, y ajustar continuamente el valor óptimo de la relación aire / combustible y el tiempo de ignición por cilindro en cada ciclo.

4.2.6. Ingenios azucareros - biomasa

La utilización a nivel global de las bioenergías provenientes de desechos urbanos, residuos agrícolas, residuos de la industria maderera y el biogás para la producción de electricidad, es relativamente modesta al presente, pero de cara al futuro, se avizora un panorama muy alentador, pues muestran una proyección de fuerte crecimiento. Esta evolución está motorizada por una combinación de políticas públicas, avances tecnológicos (particularmente en el campo de la cogeneración) que tendrán un fuerte impacto en la reducción de los costos de producción, frente a un escenario de elevados precios de los combustibles fósiles y precios crecientes para el carbón, que tornan a las

bioenergías en la alternativa más competitiva para la generación de energía eléctrica. De acuerdo a las estimaciones realizadas por la International Energy Agency (IEA), la producción de energía proveniente de estas fuentes crecerá de 442 TWh en el año 2012 a casi 1 600 TWh en 2040, elevando la participación total de la generación proveniente de fuentes renovables de 9 % a 12 %.

El uso de la biomasa con fines energéticos implica una adecuación de la materia prima para su empleo como combustible en los sistemas convencionales. Esta adecuación puede ir precedida de un acondicionamiento inicial para convertirla en el producto idóneo, que luego se tratará con el proceso de transformación adecuado.

Según la naturaleza de la biomasa y el tipo de combustible deseado, se pueden utilizar procesos mecánicos (astillado, trituración, compactación), termoquímicos (combustión, pirolisis y gasificación), biotecnológicos (microbianos o enzimáticos) y extractivos, para obtener combustibles sólidos, líquidos o gaseosos.

En la tabla XI se muestra una síntesis de los principales procesos de transformación y de los biocombustibles derivados, así como los campos de aplicación más frecuentes de cada uno de ellos.

Las principales formas de utilización de los biocombustibles son: la combustión para producir calor destinado a calefacción urbana, a procesos industriales o a la generación de electricidad. Otros usos son la carburación en motores térmicos, tanto de explosión como de combustión interna. En la actualidad se desarrollan combustibles gaseosos para utilizarlos en turbinas de gas que generan electricidad.

Tabla XIII. Principales procesos de transformación y de los biocombustibles derivados

Procesos	Mecánicos	Termoquímicos		Biotecnológicos		Extractivos
	Astillado	Pirolisis	Gasificación	Fermentación	Digestión anaerobia	Extracción fisicoquímica
Trituración						
Compactación						
Productos	Leñas	Carbón	Gas de gasógeno	Etanol	Biogás	Aceites
	Astillas					Esteres
	Briquetas	Aceites		Varios	CO2 CH4	Hidrocarburos
	Aserrín					
Aplicaciones	Calefacción	Calefacción	Calefacción	Transporte	Calefacción	Transporte
		Electricidad	Electricidad			
	Electricidad	Transporte	Transporte	Industria química	Electricidad	Industria química
		Industria química	Industria química			

Fuente: DE JUANA, José Ma. *Energías renovables para el desarrollo*. p. 214.

- Biomasa de origen vegetal

Los residuos de los cultivos herbáceos (paja) o los restos de poda de los cultivos leñosos se han constituido tradicionalmente en una fuente de energía para los agricultores que los producían. En la actualidad, también se está considerando la posibilidad de cultivar determinadas especies para producir biomasa lignocelulósica utilizable como biocombustible. Las especies seleccionadas para estos cultivos pueden ser de tipo herbáceo o leñoso y el ciclo de cosecha puede ser anual o plurianual, por lo que las operaciones necesarias para la recolección y el aprovechamiento pueden resultar bastante diferentes. En la tabla XI se muestran los poderes caloríficos superior (PCS) e inferior (PCI) de diversos tipos de residuos herbáceos y leñosos para diferentes valores del porcentaje de humedad (h%).

Tabla XIV. **Poderes caloríficos superior e inferior en residuos**

Residuo	PCS (Kcal/Kg)	PCI (Kcal/Kg)	
	h=0%	h=0 %	h=20 %
Paja de cereales	4 420	4 060	3 160
Tallos de girasol	4 060	3 700	2 750
Sarmientos de la vid	4 560	4 200	3 280
Ramas de poda de olivo	4 600	4 240	3 190

Fuente: de JUANA, José Ma. *Energías renovables para el desarrollo*. p. 221.

- Generación de electricidad y cogeneración con turbinas de vapor

El vapor generado en las calderas puede ser utilizado como fuente de calor para la industria (vapor industrial), para la generación de electricidad a través de un turbogruppo o para ambas cosas en conjunto (cogeneración). En lo que sigue se considerarán las dos últimas aplicaciones que producen electricidad.

El turbogruppo está conformado por una turbina que está acoplada a un alternador que produce energía eléctrica. La turbina gira accionada por la expansión del vapor generado en la caldera, el cual, tras ceder parte de su energía a la turbina, se condensa y es vuelto a introducir en la caldera; funciona prácticamente en circuito cerrado (excepto pérdidas por fugas o purgas).

En el proceso de condensación del vapor se pierde una parte importante de la energía que contenía el vapor inicial, lo que condiciona el rendimiento general del sistema. En las plantas dedicadas exclusivamente a la generación de electricidad, el enfriamiento del vapor para su condensación se efectúa con intercambiadores de calor en los que el enfriamiento se consigue con aire, agua de refrigeración o un sistema agua-vapor (torres de enfriamiento). El rendimiento eléctrico de las plantas a partir de la energía del combustible en

plantas optimizadas para la producción de electricidad solamente varía entre el 25 % y el 33 %.

La posibilidad de producir no sólo calor, sino también frío con absorción (trigeneración) es muy interesante especialmente en el sector terciario, puesto que permite hacer una planta más grande y consiguientemente más eficiente, asegura una demanda total de calor más constante (cuando baja la demanda de calor suele aumentar la de frío) y, por tanto, un rendimiento global anual mayor.

A estas posibilidades, operando en la parte térmica, se puede unir otra que consiste en refrigerar el aire de entrada de la turbina mediante enfriadores evaporativos o mediante intercambiadores.

Las prestaciones de una turbina de gas, y en particular su potencia y su rendimiento dependen fuertemente de las condiciones ambientales del emplazamiento, sobre todo de la temperatura. Se puede ver que la potencia y el rendimiento aumentan al bajar la temperatura ambiente. La temperatura óptima depende de la turbina, pero suele estar alrededor de 0 °C.

Dentro de los métodos de enfriamiento del aire de entrada a turbinas se utilizan casi exclusivamente dos: enfriador evaporativo y enfriador con intercambiador.

4.2.7. Generación solar fotovoltaica

El costo de la tecnología solar fotovoltaica ha ido disminuyendo muy rápidamente en los últimos años, lo que le ha impreso al sector una nueva dinámica que permitió el desarrollo de muchos proyectos de pequeña escala,

en buena medida, impulsados por los incentivos tarifarios que actúan en favor de las energías renovables. La mayor competitividad del sector solar fotovoltaico le ha abierto las puertas al desarrollo de proyectos de generación de gran envergadura, que permiten un crecimiento limpio de las economías; contribuyen al desarrollo de industrias más competitivas y menos agresivas con el medio ambiente y fomentan la creación de empleo.

La radiación solar sobre la superficie terrestre es mucho más intensa en las zonas áridas o semiáridas, que en aquellas zonas tropicales o húmedas ecuatoriales. Estas zonas habitualmente se encuentran en la parte occidental de los continentes, alrededor de los trópicos, pero no en proximidades del ecuador.

La energía solar media recibida en Europa es aproximadamente unos 1 200 kWh/m²-año. Este valor contrasta bastante con los 1 800 a 2 300 kWh/m²-año de los países de medio oriente, USA, África, la mayor parte de Latinoamérica, Australia, la mayor parte de India y algunas partes de China cuentan también con un recurso solar que evoluciona desde bueno a excelente. Alaska, Europa septentrional, Canadá, Rusia y el sudeste de China resultan un tanto menos favorecidos. Se da la particular coincidencia que las regiones más favorecidas son en su mayoría aquellas cuyas demandas de energía se espera que tengan un crecimiento importante en las décadas venideras.

El recurso solar también varía de un año a otro, más allá de los cambios estacionales que son predecibles, y esto es tanto para la irradiancia global como para la irradiancia normal directa. Esto implica que un dispositivo de captación de energía solar puede experimentar grandes desviaciones en la energía captada de un año a otro. Por lo tanto, para tener una idea bien precisa de la disponibilidad media del recurso solar, es necesario efectuar mediciones

por un período no inferior a los 10 años. No se trata de un problema de error de medición sino de variabilidad natural del recurso.

Un generador solar fotovoltaico es una fuente de conversión de la energía de la luz que portan los fotones en energía eléctrica. Aunque el efecto fotovoltaico puede tener lugar en gases, líquidos y sólidos, es en estos últimos en los que se han logrado los efectos de conversión más importantes, de forma que ya en el año 1953 se obtuvieron rendimientos de hasta el 10 %.

Debido a que la radiación solar incidente sobre la superficie de las células fotoeléctricas está comprendida entre 0,35 y 3 μm de longitud de onda, los materiales apropiados para su fabricación deben ser especialmente sensibles a tal radiación, ya que el efecto de conversión resulta de la interacción entre los fotones y los átomos que constituyen el material.

Los materiales más comúnmente utilizados en la fabricación de células fotoeléctricas son de tipo semiconductor, concretamente arseniuro de galio, silicio cristalino, silicio amorfo, entre otros, de manera que una célula convencional no es sino un diodo especialmente diseñado para aprovechar con la máxima eficacia la energía de los fotones que incide sobre la superficie.

La energía de corriente continua generada por un arreglo fotovoltaico usualmente es acondicionada en un dispositivo de control que realiza la regulación del voltaje y la potencia, y además efectúa la conversión de la salida a corriente alterna. Todos estos elementos configuran el generador solar fotovoltaico. En la figura 10 se puede ver el despliegue en el terreno de un arreglo de paneles fotovoltaicos de una central solar fotovoltaica.

Figura 10. **Arreglo de paneles fotovoltaicos**



Fuente: *Paneles fotovoltaicos*. <http://www.renovalia.com/energia-fotovoltaica/>. Consulta: 25 de marzo de 2018.

Los paneles solares fotovoltaicos que están disponibles en el mercado pueden convertir la luz solar en electricidad con eficiencias que van desde 6 % hasta 20 %. Su confiabilidad es muy elevada y la vida útil puede ser de 20 años o más.

4.2.8. Generación eólica

En los últimos años se han logrado progresos importantes en el desarrollo de la generación eléctrica mediante el uso de turbinas eólicas. Este proceso ha estado acompañado por la aplicación de políticas de fomento, que han incentivado la construcción de centrales eléctricas alimentadas por la fuerza del viento, como son los denominados parques eólicos.

Están conformados por un número elevado de turbinas eólicas, localizadas en forma dispersa en una superficie geográfica mucho mayor que la que ocupa una planta típica de combustible fósil. La potencia máxima

simultánea de un parque eólico puede ser equivalente a la capacidad de una sola turbina de vapor o una turbina de gas de servicio continuo.

Los parques eólicos pueden estar localizados en zonas apartadas de los centros de consumo. Por ejemplo, en algunos países europeos, muchas de las nuevas instalaciones de generación eólica están ubicadas en sitios *offshore*.

Como la fuente primaria de energía es el viento, la producción de electricidad de un parque eólico no es constante, sino intermitente por naturaleza.

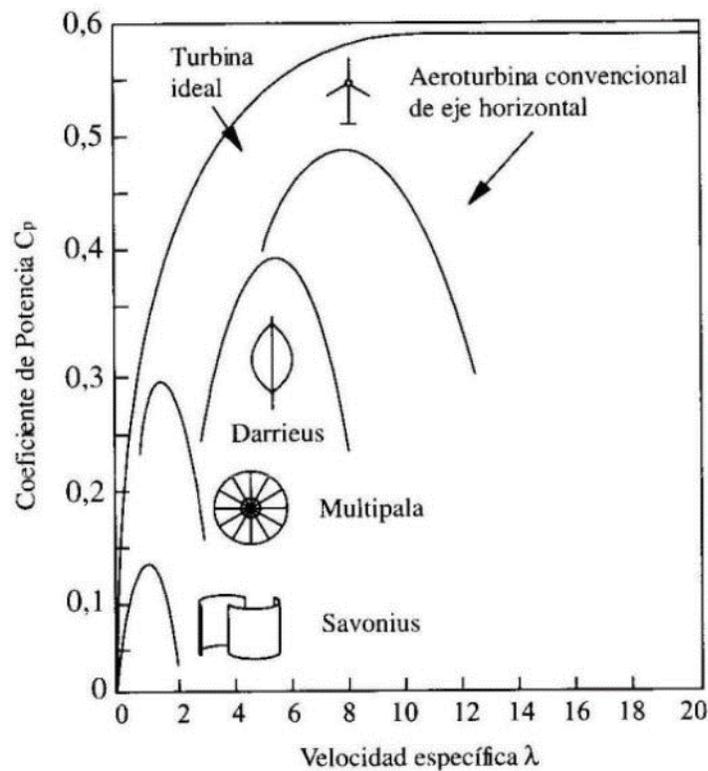
Todas las plantas de generación convencional que utilizan combustible fósil, nuclear o recursos hidroeléctricos, están equipadas con generadores sincrónicos. En contraste, las tecnologías de generación eólica emplean una variedad de tipos de generadores eléctricos, que van desde los generadores de inducción con rotor en jaula de ardilla, hasta las máquinas asincrónicas de rotor bobinado, total o parcialmente conectadas a la red, a través de convertidores de frecuencia estáticos en fuente de voltaje (VSC) del tipo *back-to-back*.

4.2.8.1. Turbinas eólicas de eje horizontal

La turbina eólica de uso más extendido para la generación de electricidad es la de eje horizontal con dos o tres palas, cuyas secciones rectas son perfiles aerodinámicos. Este tipo de máquina tiene ventajas muy importantes respecto de otros tipos constructivos disponibles en el mercado. Por una parte, puede utilizar directamente todos los desarrollos tecnológicos y resultados de la investigación en las industrias aeronáuticas y de la turbo-maquinaria. Las otras ventajas, asociadas al mayor coeficiente de potencia y mayor velocidad específica, se pueden visualizar directamente en la gráfica de la figura 11,

donde se comparan entre sí los diferentes tipos constructivos de turbinas eólicas. La figura presenta las curvas de variación del coeficiente de potencia C_p de distintos tipos de máquinas en función de la velocidad específica λ . El coeficiente de potencia es directamente proporcional a la potencia de la turbina eólica, por lo tanto, cuanto mayor sea su valor, mayor será la potencia extraída del viento, para un mismo tamaño de máquina y velocidad del viento.

Figura 11. **Coeficiente de potencia en función de la velocidad específica**



Fuente: FUNES RUIZ, José Félix. *Análisis simplificado de la respuesta estructural de una pala de aerogenerador*. p. 11.

La expresión de la velocidad específica es la siguiente:

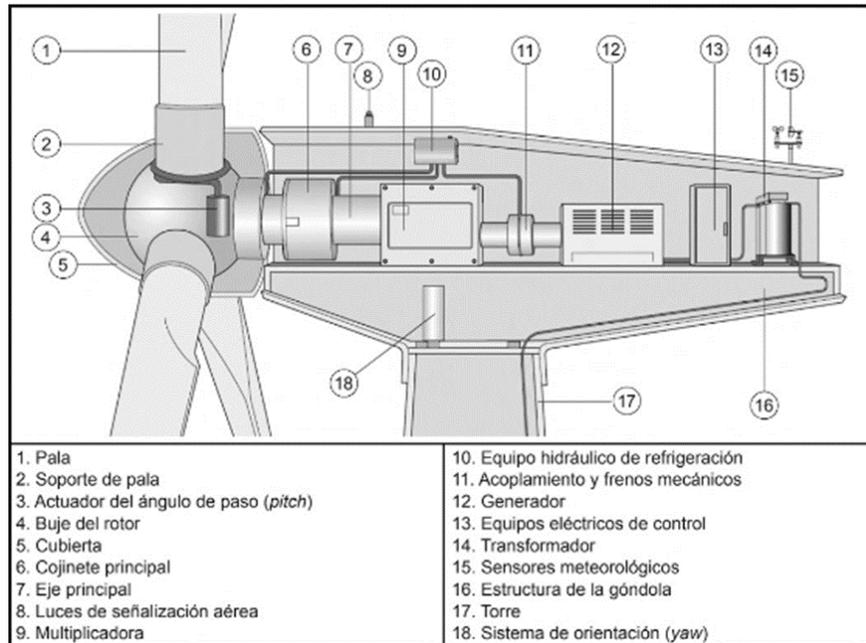
$$\lambda = \frac{\omega D}{2V_{hub}}$$

Donde ω es la velocidad angular de rotación de la turbina eólica en rad/s, D el diámetro barrido por las palas en m y V_{hub} es la velocidad del viento incidente a la altura del buje en m/s. El parámetro λ resulta igual al cociente entre la velocidad tangencial de la punta de la pala y la velocidad del viento. La turbina eólica de eje horizontal de pocas palas es la que da un mayor coeficiente de potencia para una mayor velocidad específica.

4.2.8.2. Componentes principales

En la figura 12 se presenta una vista de detalle de una turbina eólica de diseño actual, en la que se pueden apreciar sus principales elementos componentes. Los controles electrónicos y otros equipos auxiliares, tales como el transformador elevador, asociados a la unidad pueden ser montados tanto en la góndola, como muestra la figura mencionada, o junto a la base de la torre.

Figura 12. **Componentes principales de una turbina eólica**



Fuente: FUNES RUIZ, José Félix. *Análisis simplificado de la respuesta estructural de una pala de aerogenerador*. p. 47.

Se describen a continuación los elementos más importantes que componen una turbina eólica.

- Palas: son el elemento más importante de la turbina eólica a través del cual se capta la energía del viento. Deben cumplir los siguientes objetivos:
 - Maximizar la energía obtenida, adoptando un diseño aerodinámico apropiado.
 - Ser capaces, mediante un sistema de control adecuado, de limitar la potencia máxima de la turbina eólica a la nominal.

- Evitar fenómenos de resonancia y amplificación excesiva de la carga dinámica.
- Soportar las cargas extremas.
- Soportar las cargas por fatiga, de acuerdo con las previsiones de vida de la máquina.
- Evitar deflexiones excesivas. Las palas son como vigas empotradas en el buje, que están sometidas a un importante momento flector en su base.
- Minimizar el peso y el costo.

En la actualidad, las palas están construidas con materiales compuestos, que incluyen al menos dos materiales distintos, generalmente fibras depositadas en una matriz que les sirve de unión. La fibra más utilizada suele ser la de vidrio, aunque también las hay de carbono, pero apenas se usan por ser muy caras. Las matrices suelen ser resinas epoxi o poliésteres.

- Buje: el buje (hub) es el componente de la turbina eólica que conecta las palas al eje principal, que, a su vez, está conectado al tren de engranajes. A través del buje se transmite el torque motriz al generador, y en general todas las cargas aerodinámicas y el peso de las palas a la góndola, y finalmente a la torre. Esto hace que su cálculo estructural sea relativamente complejo. Si la máquina está controlada por cambio de paso, el buje deberá incorporar unos cojinetes en la raíz de cada pala, que permitan únicamente ese movimiento de cambio de paso, así como el mecanismo correspondiente para efectuarlo.

- Eje principal de baja velocidad: se lo utiliza para transmitir el torque y además soportar el peso de las palas. A su vez está soportado por cojinetes que transmiten las cargas a la góndola. Existen diversas opciones para la colocación de los cojinetes, así como para la conexión al tren de engranajes.
- Tren de engranajes: su finalidad es aumentar la velocidad de giro para poder conectar el aerogenerador a la red eléctrica. Es uno de los elementos más pesados y problemáticos de las turbinas eólicas, que contribuye a disminuir la disponibilidad de las máquinas.
- Eje de alta velocidad: es el encargado de conectar el tren de engranajes con el generador eléctrico.
- Generador eléctrico: los generadores eléctricos que se utilizan en los aerogeneradores se clasifican en dos grandes grupos, atendiendo a que el sistema admita o no la posibilidad de modificar su frecuencia de generación, respecto de la frecuencia de la red a la que están conectados, permitiendo, por lo tanto, modificar su velocidad. Esos dos grandes grupos son los siguientes:
 - Aerogeneradores de velocidad fija: directamente acoplados a la frecuencia de red.
 - Aerogeneradores de velocidad variable: desacoplados de la frecuencia de red mediante un convertidor electrónico.
- Freno mecánico: además de los frenos aerodinámicos, las turbinas eólicas suelen estar equipadas con algún freno mecánico, por razones de

seguridad. La normativa exige que haya dos sistemas de frenado: uno de ellos puede ser el aerodinámico, generalmente a través del sistema de control de cambio de paso; el otro, es el mecánico, que se aplica solamente cuando la turbina eólica ya fue detenida previamente con el freno aerodinámico. El freno mecánico es un freno de aparcamiento de la máquina.

- Control de orientación: en general, en casi todas las turbinas eólicas, la góndola y las palas deben poder girar, de manera que se orienten alineadas con la dirección del viento. La góndola reposa sobre una placa que puede girar sobre la torre, a la que se transmiten todas las cargas aerodinámicas y el peso de todas las componentes a través de un cojinete. El control de orientación puede ser activo, en el que hay un motor que mueve la góndola, mediante un sistema de engranajes reductores, ya que la velocidad de giro debe ser muy baja, para que las cargas giroscópicas no sean excesivas.
- Torre: la torre es el soporte de la góndola y las palas, a las que eleva a una altura apropiada. Obviamente debe evitar que las palas peguen en el suelo. Sin embargo, la altura de la torre es bastante mayor que la longitud de la pala, y viene a ser del orden del diámetro del rotor.

Las torres pueden ser tubulares o de estructura reticulada. Desde la década de 1980 suelen ser tubulares, habiendo caído en desuso las del tipo reticulado. La estructura tubular permite colocar en su interior diferente instrumentación, así como disponer de una zona protegida del viento por la que se puede acceder a la góndola.

- **Fundación:** la fundación de la torre debe ser suficientemente robusta para garantizar que la turbina eólica se mantenga derecha y estable bajo condiciones de viento extremas. Generalmente, suele ser una zapata de cemento, cuyo peso debe ser suficiente para evitar el momento de vuelco de la estructura.

4.3. Composición del sistema de transporte o transmisión

Como se resumía anteriormente, este está constituido por líneas de transmisión con voltajes de transmisión, como todo sistema de transporte, posee un sistema troncal o base del sistema de transmisión, este es un conjunto de líneas de transmisión de 230 kV que recorre casi todo el país, parte de la central hidroeléctrica Chixoy en Alta Verapaz, pasa por la subestación Chixoy 2 y Tactic, baja hasta las subestaciones Guatemala Norte, subestación Guatemala Este y Subestación Guatemala Sur baja al sur hasta las subestaciones Escuintla 1 y Escuintla 2; de estas subestaciones parten líneas en 230 kV hacia los puntos de conexión en occidente y oriente, donde se tiene las interconexiones con Centroamérica y México.

Moyuta – Ahuachapán y La Vega 2 – Ahuachapán ambas en 230 kV, están ubicadas en el país de El Salvador; la subestación Guatemala Este se conecta a la subestación San Agustín y a esta la subestación Panaluya ambas en 230 kV, en subestación Panaluya se encuentra la interconexión Panaluya – San Nicolas en 230 kV.

De subestación Escuintla sale la línea Escuintla - Siquinalá en 230 kV, que se conecta a la subestación Palo Gordo, de la cual sale la línea Palo Gordo – Los Brillantes en 230 kV, ya en subestación Los Brillantes se conectan dos bancos de transformación de 225MVA y 230/400 kV que son el punto de

conexión para la línea Los Brillantes – Tapachula en 400 kV que es la línea de interconexión con México.

Las condiciones de operación del sistema varían de acuerdo con la evolución de la demanda de energía a lo largo del día, las variables de las que depende la demanda tales como condiciones normales y anormales deben de ser tomadas en cuenta en el despacho de plantas de generación para suplir la demanda correctamente; esto obliga a tener centrales que tengan condiciones de arranque correctas para suplir la demanda mencionada. El AMM es el encargado de elaborar el apilamiento de generadores de acuerdo al despacho económico con las plantas disponibles para el mismo.

5. REQUISITOS DE PARTICIPACIÓN COMO AGENTE GENERADOR EN EL MERCADO MAYORISTA

5.1. Aspectos generales dentro del procedimiento administrativo para la construcción y operación

Para ser agente del mercado mayorista y la construcción y operación de una central eléctrica en Guatemala se requieren de diversas autorizaciones y licencias, las cuales deben gestionarse ante las entidades estatales administrativas como el Ministerio de Energía y Minas, MEM, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE, el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, MARN, el Administrador del Mercado Mayorista, AMM, entre otras. En general, los procedimientos a seguir en estos casos, pueden dividirse en dos grandes grupos, según la materia de que se traten:

- Procedimientos propios del sector eléctrico.
- Procedimientos relacionados con la normativa ambiental aplicable a este tipo de proyectos.

No obstante, antes de establecer qué tipo de autorizaciones, permisos y licencias serán gestionados, es preciso analizar qué tipo de proyecto eléctrico es el que se pretende construir y operar.

Para su mejor comprensión se estableció un flujograma sintetizando los procesos necesarios mencionados en este capítulo, lo puede encontrar en los anexos al final de este trabajo de tesis.

A continuación se presenta una clasificación general de las distintas autorizaciones del sector eléctrico que deben solicitarse, atendiendo al tipo de proyecto hidroeléctrico del que se trate. Esta clasificación servirá como marco base para el conocimiento del proceso detallado.

Tabla XV. **Autorizaciones propias del sector eléctrico**

Tipo de proyecto	Autorización requerida
Proyectos de generación con capacidad superior a 5MW que utilizan recursos renovables de dominio público (hidroeléctricas)	Autorización del Ministerio de Energía y Minas (MEM) para utilización de bienes de dominio público / autorización de la comisión nacional de energía eléctrica (CNEE) para el acceso a la capacidad de transporte
Proyectos de generación con capacidad mayor a 5MW que utilizan recursos renovables no considerados como de dominio público (viento y biomasa – no aplica a hidroeléctricas)	Autorización de la CNEE para el acceso a la capacidad de transporte
Proyectos de generación con capacidad menor a 5MW, independientemente del tipo de recurso que utilicen	Autorización de la CNEE para la conexión al Sistema de Distribución como generador distribuido renovable

Fuente: elaboración propia.

5.2. Aplicación de la normativa ambiental en Guatemala

En Guatemala, los aspectos del cuidado del medio ambiente se rigen principalmente por la *Ley de protección y mejoramiento del medio ambiente*, cuyo objetivo principal es normar, asesorar, coordinar y verificar el cumplimiento de las acciones tendientes a la prevención del deterioro ecológico y el mejoramiento del medio ambiente.

Mediante esta ley, se crea la Comisión Nacional del Medio Ambiente, CONAMA, como el ente encargado de su aplicación. Posteriormente, mediante el Decreto 90-2000, se crea el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARN), entidad que sustituyó a la CONAMA. En este mismo decreto, se

otorga al MARN la responsabilidad de la aplicación de la *Ley de protección y mejoramiento del medio ambiente y su reglamento*.

En el artículo 8 del cuerpo legal antes citado, se establece la necesidad de contar con un estudio de evaluación del impacto ambiental, EEIA, para todo proyecto, obra, industria o cualquier otra actividad que por sus características pueda producir deterioro a los recursos naturales renovables, al ambiente, o introducir modificaciones nocivas o notorias al paisaje y a los recursos culturales del patrimonio nacional.

5.3. Normativa ambiental

Como se señaló anteriormente, en un proyecto hidroeléctrico, la fuente renovable que se utilizará para la generación de la energía es el agua. Por ello, el MARN, debe buscar la máxima protección de dicho recurso, así como la menor afectación para el medio ambiente.

Por tal razón, es que previo a aprobar un estudio de evaluación del impacto ambiental, EEIA, se cuidará principalmente que el recurso hídrico sea correctamente aprovechado, de manera que no se prive del acceso al agua a las comunidades aledañas, buscando que el agua de los ríos, utilizada para las hidroeléctricas, sea también aprovechada para canales de riego y el sostenimiento en general de los habitantes situados en el área de influencia del proyecto.

Algunos de los impactos potenciales que la construcción y operación de una hidroeléctrica, dependiendo de su tamaño, podrían provocar al medio ambiente; se mencionan a continuación:

- En el medio físico
 - Emisión de gases en la atmósfera por los motores de combustión de la maquinaria y equipo de construcción.
 - Emisión de sonidos altos, derivado del uso de la maquinaria y equipo de construcción.
 - Cambio de pendientes naturales del terreno, sedimentación de material suelto en taludes y eventualmente en cauces de los ríos, como consecuencia de la alteración del suelo por el movimiento de tierras.

- En el medio biótico
 - Disminución y afectación a la fauna del área derivado de la construcción de las obras, que requiere el corte de árboles.
 - Afectación de organismos acuáticos y de los sistemas de riego de los pobladores de las comunidades aledañas, como consecuencia del cambio del régimen de los caudales que podrían provocar la presa y obras de derivación.

- En el medio socioeconómico
 - Afectación de recursos culturales e históricos, consecuencia del movimiento de tierra.
 - Trastorno del paisaje derivado del tránsito de camiones, la remoción de la cobertura vegetal, entre otros.
 - Accidentes laborales que podrían suscitarse durante los trabajos de construcción.³⁶

En muchos casos, los impactos ambientales que la construcción y operación de una central hidroeléctrica podrían tener, son meros pronósticos y especulaciones de estos efectos. Es por ello que, para la adecuada determinación, medición y monitoreo de los impactos ambientales provocados, es importante contar con un programa de control y seguimiento, el cual permita establecer con claridad las consecuencias ambientales del desarrollo del proyecto.

³⁶ COBOS, Carlos Roberto. *Seguimiento y control de los compromisos ambientales en un proyecto hidroeléctrico*. p. 23.

Tomando en cuenta los riesgos y consecuencias que la construcción y operación de una central hidroeléctrica pueda provocar en el medio ambiente, es necesario que: “en el instrumento de evaluación ambiental que se presente al Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, MARN, se tengan previstas las medidas de mitigación adecuadas para prevenir, controlar y disminuir los impactos al ambiente físico, biótico y socioeconómico, y maximizar los impactos positivos significativos que se originen de la construcción del proyecto.”³⁷

El *Reglamento de evaluación, control y seguimiento ambiental, RECSA*, Acuerdo Gubernativo Número 431-2007, es el instrumento en el cual se establecen los instrumentos de evaluación ambiental y el procedimiento necesario para su presentación en el MARN.

En el artículo 2 de la citada normativa, se establece que su aplicación, corresponde a las siguientes direcciones del MARN: “a) Dirección General de Gestión Ambiental y Recursos Naturales (DIGARN); b) Dirección General de Coordinación Nacional (DGCN); y c) Dirección General de Cumplimiento Legal (DGCL); las cuales, a su vez, conforman el sistema de evaluación, control y seguimiento ambiental.”³⁸

El sistema tiene entre otras funciones, conocer y analizar los instrumentos de evaluación ambiental que se le presenten.

5.4. Instrumentos de evaluación ambiental

De conformidad con el *Reglamento de evaluación, control y seguimiento ambiental, RECSA*, son instrumentos de evaluación, control y seguimiento

³⁷ Consejo Nacional de Áreas Protegidas, CONAP. *Manual de buenas prácticas para proyectos hidroeléctricos*. p. 47.

³⁸ Gobierno de la República de Guatemala. *Objetivos del Ministerio de Ambiente con la propuesta del RECSA*. p. 3.

ambiental, aquellos documentos técnicos en los cuales se encuentra contenida la información necesaria para realizar una identificación y evaluación ordenada de los impactos o riesgos ambientales de un proyecto, obra, industria o actividad, desde la fase de planificación hasta las fases de ejecución, operación y abandono. Dentro de estos instrumentos se encuentra el estudio de evaluación del impacto ambiental, EEIA.

En ese orden de ideas, encontramos que el artículo 12 del *Reglamento de evaluación, control y seguimiento ambiental*, establece un listado de los instrumentos de evaluación ambiental, los cuales se enumeran a continuación: “a) evaluación ambiental estratégica; b) evaluación ambiental inicial y autoevaluación ambiental; c) estudio de evaluación de impacto ambiental; d) evaluación de riesgo ambiental; e) evaluación de impacto social; f) diagnóstico ambiental; y g) evaluación de efectos acumulativos.”³⁹

Es importante mencionar que el Instrumento de Evaluación Ambiental que se debe presentar para la obtención de la licencia ambiental para la construcción de un proyecto hidroeléctrico, está determinado por el tipo de central que se pretende construir. Las distintas obras, proyectos y megaproyectos que se pueden desarrollar en el país, incluyendo las centrales de generación, están clasificadas de acuerdo con el listado taxativo del Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, MARN.

El listado taxativo es elaborado por el MARN conforme al estándar internacional del sistema código internacional industrial uniforme, CIIU, de todas las actividades productivas, el cual es emitido mediante un Acuerdo Ministerial.

³⁹ Gobierno de la República de Guatemala. *Objetivos del Ministerio de Ambiente con la propuesta del RECSA*. p. 5.

El listado taxativo vigente actualmente es el Acuerdo Gubernativo No. 134-2005.

A continuación, se presenta la forma en que se clasifican los proyectos de generación de energía eléctrica, producida por fuentes renovables, de acuerdo con el listado taxativo:

Tabla XVI. **Clasificación de proyectos de generación de energía de acuerdo con el listado taxativo**

Categoría	Capacidad
Categoría A: proyectos, obras o actividades del más alto impacto ambiental, potencial y riesgo ambiental. (Megaproyectos)	Mayor o igual a 2MW
Categoría B1: proyectos, obra o actividades de moderado a alto impacto ambiental potencial o riesgo ambiental.	Menor a 2MW y mayor a 1MW
Categoría B2: proyectos, obras o actividades de moderado a bajo impacto ambiental potencial o riesgo ambiental.	Menor a 1 MW
Categoría C: proyectos, obras o actividades de bajo a casi nulo impacto ambiental potencial o riesgo ambiental.	No aplicable a hidroeléctricas

Fuente: elaboración propia.

De acuerdo a la clasificación anterior, se requerirá la presentación de un diferente instrumento de evaluación ambiental para cada proyecto determinado.

Derivado de las consultas realizadas a profesionales en materia ambiental y solicitantes de las licencias ambientales, se estableció que, en el caso de proyectos hidroeléctricos, en su mayoría, se presentan desde el inicio del trámite, estudios de evaluación del impacto ambiental, EEIA, ya que generalmente la construcción de un proyecto hidroeléctrico conlleva consecuencias de alto a mediano impacto ambiental.

Así se encuentra que de conformidad con el artículo 17 del *Reglamento de evaluación, control y seguimiento ambiental*, RECSA, el estudio de evaluación del impacto ambiental, EEIA, es el documento técnico que permite identificar y predecir, con mayor profundidad de análisis, los efectos sobre el ambiente que ejercerá un proyecto, obra, industria o actividad que se ha considerado como de alto impacto ambiental potencial en el listado taxativo (categoría A o megaproyectos) o bien, como de alta significancia ambiental a partir del proceso de evaluación ambiental.

En cuanto a la necesidad de la elaboración y presentación del estudio de evaluación del impacto ambiental, EEIA, es necesario recalcar lo establecido en el artículo 8 de la *Ley de protección y mejoramiento del medio ambiente*, que establece que para todo proyecto, obra, industria o cualquier otra actividad que por sus características pueda producir deterioro a los recursos naturales renovables o al ambiente, o introducir modificaciones nocivas o notorias al paisaje, será necesario previamente a su desarrollo un EEIA, realizado por técnicos en la materia y aprobado por la Comisión Nacional del Medio Ambiente, CONAMA, ahora Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales.

De conformidad con dicha norma, se establece que se requiere un EEIA toda vez el proyecto que se pretende construir, por sus características, vaya a producir un deterioro a los recursos renovables.

La interpretación de esta norma debe hacerse partiendo de que, no obstante, se establece que todo proyecto, obra, industria que se pretenda construir requiere la aprobación de un EEIA, hay una limitación a esta condición, que consiste en las características del proyecto. De esta manera, si por sus características, se considera que un proyecto no tendrá efectos negativos para el medio ambiente, la presentación del EEIA no será necesaria,

siendo el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, MARN, la institución facultada por la ley, para determinar este extremo, tal como se expresa más adelante.

Para la elaboración de los instrumentos de evaluación ambiental, incluyendo el EEIA, el MARN, a través de la Dirección General de Gestión Ambiental y Recursos Naturales, DIGARN, quien se encarga de la elaboración de manuales específicos, que contienen las directrices o especificaciones para su desarrollo.

Estas directrices o especificaciones son conocidas como términos de referencia, y constituyen lineamientos que los solicitantes deben observar en el desarrollo de un instrumento de evaluación ambiental y su presentación ante el MARN. Los manuales que contienen los términos de referencia son aprobados por medio de acuerdos ministeriales.

5.4.1. Evaluación ambiental inicial

Según el artículo 29 del *Reglamento de evaluación, control y seguimiento ambiental*, RECSA, el procedimiento administrativo para los proyectos, obras, industrias o actividades nuevas iniciará su trámite con la presentación de la evaluación ambiental inicial por parte del proponente, ante la Dirección General de Gestión Ambiental y Recursos Naturales, DIGARN.

La evaluación ambiental inicial se utiliza para determinar si un proyecto, obra, industria o actividad requiere o no de un análisis más profundo por medio de otro instrumento de evaluación ambiental, como podría ser el Estudio de evaluación del impacto ambiental, EEIA.

Derivado de este artículo, se puede establecer que el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, MARN, a través del equipo de técnicos de la DIGARN, tiene la facultad de establecer si un proyecto requiere o no de la elaboración y presentación de un EEIA, guiándose de acuerdo con lo establecido en el listado taxativo, por las características específicas del proyecto, así como en la evaluación ambiental inicial.

5.4.2. Estudio de evaluación de impacto ambiental

Las centrales hidroeléctricas que requieren de la aprobación de un Estudio de evaluación del impacto ambiental, EEIA, para su construcción y operación, son aquellas que se encuadran dentro de la categoría A, de conformidad con el listado taxativo del MARN. Al pertenecer a dicha categoría, se entiende que estas centrales deben tener, como mínimo una capacidad mínima de generación de 2MW.

5.4.3. Trámite para la aprobación de un estudio de evaluación de impacto ambiental

Los requisitos que deben observarse para la aprobación de un estudio de evaluación del impacto ambiental, EEIA, se encuentran establecidos en el *Reglamento de evaluación, control y seguimiento ambiental*, RECSA, Acuerdo Gubernativo 431-2007, el cual fue modificado con posterioridad por los acuerdos gubernativos número 33-2008; 89-2008 y 173-2010.

Para la revisión de los EEIA presentados al Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, MARN, se fija un plazo de dos meses, para aquellos proyectos encuadrados dentro de la categoría A (con capacidad mayor a 2MW)

y cuatro meses para los megaproyectos de alcance nacional, según el artículo 33 del *Reglamento de evaluación, control y seguimiento ambiental*.

Es de notar que en la norma citada anteriormente, se hace una diferencia entre el plazo aplicable a los proyectos encuadrados dentro de la categoría A y los megaproyectos de alcance nacional. Esto llama la atención, debido a que, de conformidad con el listado taxativo del MARN, no existe una distinción entre los proyectos situados en la categoría A y los megaproyectos. Únicamente se establece que se encuadrarán dentro de la categoría A, aquellos proyectos, obras o actividades del más alto impacto ambiental, potencial y riesgo ambiental (megaproyectos). Con base en esto, ambos tipos de proyecto se encuadrarían dentro de la categoría A y, de conformidad con el artículo 33 del RECSA, el plazo para su revisión debería ser de 2 meses.

Basado en lo anterior, y tomando en cuenta la diferencia que el RECSA hace entre los proyectos pertenecientes a la categoría A y los megaproyectos de alcance nacional, se considera que queda a discreción de la entidad encargada de la revisión del EEIA, en este caso la Dirección General de Gestión Ambiental y Recursos Naturales, DIGARN, determinar qué tipo de proyecto se encuadra en cada categoría, y consecuentemente, aplicar el plazo de acuerdo con el RECSA.

En cuanto a la revisión y aprobación de los estudios de evaluación del impacto ambiental, EEIA, ésta generalmente, no se cumple dentro del plazo establecido. Esto se debe a distintas razones, entre las que sobresalen, la carga de trabajo que existe; el hecho de que la DIGARN puede solicitar opinión a otras entidades gubernamentales durante el proceso de revisión del EEIA, tales como el Instituto Nacional de Bosques, INAB, el Instituto de Antropología e Historia, IDAEH, entre otras.

El artículo 41 del RECSA, reconoce la facultad a la DIGARN para hacer las consultas necesarias; sin embargo, establece que son de carácter obligatorio, aquellas que estén relacionadas con proyectos, obras, industrias o actividades relacionadas con las funciones y facultades del MEM, o aquellas que se vayan a desarrollar dentro de áreas protegidas legalmente declaradas.

De lo anterior, se logra establecer que la DIGARN tiene la obligación de hacer la consulta únicamente al MEM y al Consejo Nacional de Áreas Protegidas (CONAP); y estará facultado, mas no obligado, a solicitar opinión a las entidades públicas que considere conveniente (INAB, IDAEH, entre otras).

La consulta al MEM, se debe hacer principalmente en el caso de la aprobación del EEIA para el funcionamiento de proyectos mineros; mientras que, en el caso de las centrales hidroeléctricas, la DIGARN no hace la consulta respectiva, debido a que luego de la aprobación del EEIA, el interesado deberá acudir al MEM a solicitar la autorización para el uso del recurso hídrico.

Lo relacionado con la consulta que se debe realizar al CONAP, y aquellas posibles opiniones que podría solicitar la DIGARN principalmente al IDAEH y al INAB, se abordará a detalle posteriormente.

Una de las razones por las cuales la revisión del EEIA puede tomar más tiempo del señalado en el RECSA, podría ser en el caso de que la información suministrada por el proponente se presente incompleta. En este caso, la DIGARN solicitará dicha información y mientras ésta no se complete, el procedimiento quedará suspendido. En caso de que el proyecto no corresponda a la categoría que el proponente señale, se le comunicará a éste por escrito a fin de que cumpla con el trámite correspondiente. Con base en lo anterior, a

continuación, se enumeran los diferentes requisitos que deben cumplirse durante el trámite para la aprobación de un EEIA en el MARN.

5.4.3.1. Presentación del estudio de evaluación de impacto ambiental, EEIA, ante el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, MARN

El EEIA puede presentarse ante las oficinas centrales del MARN o en cualquiera de sus delegaciones, en cada departamento de la república. Para su presentación, deben tomarse como base los términos de referencia para la elaboración de un EEIA, aprobados previamente por el MARN.

Es importante tomar en cuenta que el EEIA debe ser elaborado por un consultor ambiental o grupo de consultores ambientales, organizados individualmente o como personas jurídicas. Dichos consultores deben estar previamente registrados en el MARN. La DDIGARN, dentro de las funciones que señala el RECSA, tiene la obligación de mantener un registro de consultores ambientales o proveedores de servicios ambientales, técnicos en la materia, que tengan el conocimiento y experiencia en la elaboración de instrumentos de evaluación ambiental.

Los consultores o empresas consultoras que se dediquen a la prestación del servicio de consultoría para la elaboración de instrumentos de evaluación ambiental, deben solicitar a la DIGARN su registro en la base de datos respectiva. La DIGARN extiende a cada consultor una licencia ambiental de registro de empresa consultora, documento que debe renovarse periódicamente y con el cual quedan facultados para la elaboración del EEIA y del resto de instrumentos de evaluación ambiental.

Se considera que el requisito solicitado a los consultores, de registrarse como consultor autorizado, previamente a elaborar un EEIA, es una atribución que tiene la DIGARN debido a la gran importancia que reviste el EEIA. El MARN tiene la responsabilidad de velar por la aplicación de la Ley de *mejoramiento del medio ambiente*, y en general, debe supervisar por que se tenga el mayor cuidado y aprovechamiento del medio ambiente y de los recursos naturales.

El EEIA es un instrumento multidisciplinario, en el cual intervienen diversas áreas de la ciencia, y se abordan temas muy específicos en cada materia. Esto hace que el EEIA sea un documento bastante complejo, cuya elaboración requiere sólidos conocimientos del tema ambiental y una amplia experiencia en estos temas. La DIGARN, por medio del registro de consultores, cumple con una función previa a la revisión y aprobación del EEIA, consistente en asegurarse de que dicha persona o empresa, sean profesionales que cuenten con un amplio conocimiento y experiencia en el tema; y que por lo tanto, se encargarán de establecer con claridad y veracidad, los riesgos ambientales que el proyecto representa, así como fijarán correctamente las medidas de mitigación aplicables en cada caso.

5.4.3.2. Documentación legal que se debe acompañar al estudio de evaluación del impacto ambiental, EEIA

- Carta de presentación del proyecto firmada por el representante legal de la entidad proponente o por el propietario, en su caso.
- Ubicación del proyecto.

- Certificación del Registro de la Propiedad del predio en donde se va a desarrollar el proyecto. Si ésta no se tuviera aún, puede acompañarse alguno de los siguientes documentos: i) contrato de arrendamiento; ii) promesa de compraventa del bien inmueble.
- Planos debidamente sellados, timbrados y firmados por el profesional que los realizó en original y copia.
- Certificación de colegiado activo del consultor o consultores que participaron en el instrumento (en original o copia legalizada).
- Registro actualizado del Consultor en el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, MARN (original o fotocopia legalizada).
- Declaración jurada del consultor o empresa consultora, en la cual, se declarará que la información vertida en el estudio de evaluación del impacto ambiental, EEIA, es verdadera y correcta, y que cumple con los requisitos establecidos en la regulación ambiental vigente en el momento de su presentación ante el MARN.
- Expediente completo digital (en un disco compacto).

5.4.3.3. Términos de referencia

De acuerdo con la *Guía de términos de referencia para la elaboración de un EEIA* aprobada por el MARN, este debe contener información técnica y específica relacionada con el proyecto hidroeléctrico que se pretende construir.

A continuación, se hace un resumen del contenido del estudio:

- Resumen ejecutivo: debe incluir una descripción del proyecto, características ambientales del área de influencia, impactos del proyecto al ambiente, acciones correctivas o de mitigación, resumen del plan de gestión ambiental y de compromisos ambientales.
- Descripción del proyecto: indicar la ubicación geográfica; área de influencia del proyecto; ubicación político-administrativa; justificación técnica del proyecto; actividades a realizar en cada fase de desarrollo del proyecto y tiempos de ejecución; infraestructura a desarrollar; equipo y maquinaria utilizada (durante la construcción y operación); servicios básicos (agua, energía eléctrica, etc.); materia prima y materiales a utilizar (en la construcción y operación).
- Descripción del marco legal: incluir la normativa legal que fue considerada en el desarrollo del proyecto o que se aplica según la actividad de que se trate.
- Monto global de la inversión.
- Descripción del ambiente físico: aspectos geológicos, geomorfológicos, edáficos, climatológicos, hidrológicos, entre otros.
- Descripción del ambiente biótico: flora y fauna (especies amenazadas, endémicas o en peligro de extinción), áreas protegidas y ecosistemas frágiles.
- Descripción del ambiente socioeconómico y cultural: características de la población, seguridad vial, servicios de emergencia, servicios básicos,

percepción local sobre el proyecto, desplazamiento y movilización de comunidades, descripción del ambiente cultural; elementos de carácter histórico, arqueológico, antropológico o paleontológico; paisajes.

- Identificación de impactos ambientales y determinación de medidas de mitigación.
- Plan de gestión ambiental: en este se exponen las prácticas a implementar para prevenir, controlar o disminuir impactos ambientales negativos y maximizar los impactos positivos que se originen con el proyecto.
- Análisis de riesgo y planes de contingencia.
- Escenario ambiental modificado por el desarrollo del proyecto, obra, industria o actividad.

5.4.3.4. Publicación de edicto

El Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, MARN, como requisito para la recepción del estudio de evaluación del impacto ambiental, EEIA, para su trámite y revisión, requiere que se acompañe la publicación de un edicto o aviso público en el cual se hace saber a la población, principalmente a aquellas comunidades situadas en el área de influencia del proyecto, que se ha presentado un EEIA ante la Dirección General de Gestión Ambiental y Recursos Naturales, DIGARN, con el objeto de desarrollar un proyecto hidroeléctrico.

En el edicto se da a conocer que el EEIA, estará a disposición del público para consulta, observaciones y comentarios por el lapso de 20 días hábiles;

incluso se puede formular una oposición en contra de su presentación, la cual debe ser fundamentada.

Asimismo, se debe tomar en cuenta que en el caso de los proyectos que se ubiquen en una población o comunidad en donde la mayoría de la población habla un idioma maya, el aviso también deberá publicarse en dicho idioma. Con lo anterior, se busca la igualdad de oportunidades para todos los habitantes de la República, independientemente del lugar en donde se encuentren y el idioma que hablen, garantizando así su derecho de defensa establecido en la Constitución Política de la República de Guatemala.

El edicto debe ser publicado por una sola vez en un periódico de circulación en toda la República, el mismo día en que el EEIA sea entregado en el MARN o en cualquiera de sus delegaciones. El MARN no recibirá para su trámite un EEIA que no cumpla con este requisito, pues debe garantizar que el aviso se hizo oportunamente, y que el público tendrá exactamente 20 días para realizar sus consultas, observaciones y comentarios en relación con éste. Dicho plazo inicia a contarse al día siguiente de la recepción del expediente.

A continuación, se muestra un ejemplo de cómo debe redactarse el edicto correspondiente:

Tabla XVII. **Ejemplo de edicto**

El ministerio de ambiente y recursos naturales y la entidad			
“Nombre de la entidad”			
Aviso público			
Estudio de evaluación de impacto ambiental			
Tipo o categoría del proyecto:	<i>Central de generación (hidroeléctrica)</i>		
Nombre del proyecto:	<i>“Nombre del proyecto”</i>		
Ubicación:	<i>Dirección del proyecto</i>		
Municipio:	Guatemala		
Departamento:	Guatemala		
Nombre del consultor ambiental que lo elaboró:	<i>Nombre del consultor. (Asimismo, se debe incluir: profesión, número de su licencia consultora)</i>		
Número de registro MARN del consultor ambiental:	No. XXX		
Este estudio estará a disposición del público para consulta, observaciones y/o comentarios por 20 días hábiles			
De:	Día: 21	Mes: <i>junio</i>	Año: 2017
A:	Día: 20	Mes: <i>julio</i>	Año: 2017
Horario de consulta:	8:00 a 16:30 horas		
Lugar donde se localiza el estudio para consulta:	20 calle 28-58, zona 10		
Teléfonos:	2472-0138		
www.marn.gob.gt			

Fuente: elaboración propia.

5.4.3.5. Fase de aprobación

En caso la información presentada por el proponente no fuere lo suficientemente clara, o hubiere sido presentada incompleta, la Dirección General de Gestión Ambiental y Recursos Naturales, DIGARN, podrá solicitar, por una sola vez, una ampliación, para lo cual concederá al interesado un plazo de 15 días a partir de la notificación, para que dicha información sea presentada. Si dentro del término establecido, la información no es presentada, se dará por terminado el procedimiento y se procederá a archivar el expediente. El plazo otorgado para la ampliación de la información, no será tomado en cuenta como parte del plazo para revisión.

Cuando se tenga toda la información completa, la DIGARN procederá a revisar el estudio de evaluación del impacto ambiental, EEIA presentado, efectuando por lo menos una visita de campo al lugar en donde se ubica el proyecto, para constatar la ubicación, y en general, todas las circunstancias que se plasmaron en el EEIA.

Se establece que, para efectos de la revisión, análisis e inspección de las evaluaciones ambientales, la DIGARN realizará las inspecciones que considere pertinentes para efectos de la evaluación respectiva.

5.4.3.6. Consultas a otras instituciones

Del contenido que debe incluirse en el EEIA de acuerdo con los términos de referencia, se puede inferir que este es de carácter multidisciplinario, pues en este intervienen diversas disciplinas y ciencias específicas.

La DIGARN podrá solicitar opinión a otras entidades públicas, para los diferentes instrumentos de evaluación ambiental, incluyendo el EEIA. Si transcurridos quince días contados a partir del día siguiente de la presentación de la solicitud de la DIGARN o las delegaciones, la entidad pública correspondiente no hubiere emitido la opinión solicitada, el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, MARN, podrá resolver con la información que se tenga.

De esta manera, la ley faculta a la DIGARN o al MARN a seguir adelante con el trámite de la evaluación y aprobación del EEIA, en caso la institución gubernamental a quien se haya hecho alguna consulta, no responda dentro del término de 15 días. Esto se hace con el objeto de agilizar la tramitación de la aprobación del estudio.

No obstante, en la práctica, la Dirección General de Gestión Ambiental y Recursos Naturales, DIGARN, en ocasiones, otorga más tiempo del establecido a las instituciones a las que hace una consulta, excediéndose así del tiempo establecido en la ley.

Se considera que lo anterior se debe a que la DIGARN, no solo busca dar la participación al resto de instituciones involucradas; también, a que prefiere evitar cualquier tipo de responsabilidad que podría corresponderles por continuar el trámite, habiendo obviado la opinión de alguna institución porque no la prestó en tiempo.

Generalmente, cada institución tiene sus atribuciones específicas, las cuales se encuentran establecidas en su ley orgánica y reglamentos correspondientes. Dichas normas otorgan a cada institución el marco legal y la competencia para actuar dentro de la administración pública.

Por ello, se considera que, no obstante, determinada institución no cumpla con dar su opinión en el término señalado en el *Reglamento de evaluación, control y seguimiento ambiental*, RECSA, el MARN, a través de la DIGARN debe contar con la aprobación u opinión correspondiente. Esto se debe a que cada institución tiene sus atribuciones específicas, y en muchos casos, la ley lo reconoce como el ente rector de las actividades relacionadas con el ámbito de su competencia.

Por ejemplo, la *Ley forestal* establece que el Instituto Nacional de Bosques –INAB- es el órgano de dirección y autoridad competente del Sector Público Agrícola en materia forestal. *La ley de protección y mejoramiento del medio ambiente* no reconoce al MARN facultades para actuar en materia forestal, y

por lo tanto, podría señalársele alguna responsabilidad por aprobar un EEIA sin contar con la opinión del INAB.

Reforzando el punto anterior, según la *Ley del organismo ejecutivo*, el MARN es la entidad del sector público especializada en materia ambiental, a quien le corresponde formular la política de conservación, protección y mejoramiento del ambiente y de los recursos naturales, y ejecutarla en conjunto con las otras autoridades con competencia legal en la materia correspondiente, en armonía con el marco normativo nacional e internacional.

El MARN, por lo tanto, debe contar con la colaboración de todas las instituciones relacionadas con el medio ambiente, de manera que presten su opinión en forma oportuna, dentro del plazo establecido. Se considera que en ningún caso, el MARN debería obviar la opinión de alguna institución, atribuyéndose de esta manera, facultades que no le corresponden de conformidad con la ley.

A continuación, se enumeran algunas de las posibles y principales instituciones a las que la DIGARN podría acudir a hacer una consulta, previo a la aprobación de un EEIA, en el caso de proyectos hidroeléctricos.

Es importante recapitular lo establecido en el artículo 41 del RECSA, en el cual se indica que es obligatoria la consulta al Ministerio de Energía y Minas, la cual únicamente se hace en relación con proyectos mineros, y la consulta al CONAP si el proyecto se encuentra dentro de un área protegida.

- Consejo Nacional de Áreas Protegidas

En el estudio de evaluación del impacto ambiental, EEIA, dentro del apartado de descripción del ambiente biótico, se requiere que el proponente indique si el proyecto se encuentra dentro de un área protegida, cercano a esta o fuera de la misma. Las áreas protegidas se dividen en: “a) zona natural o núcleo; b) zonas modificables; c) zonas de uso múltiple, sostenible, de recuperación y cultural; y d) zonas de protección; d) zonas de uso extensivo y e) zona de amortiguamiento.”⁴⁰

La Dirección General de Gestión Ambiental y Recursos Naturales, DIGARN, durante el proceso de revisión del EEIA, verifica si el proyecto que se pretende construir, se encuentra dentro de un área protegida. Para ello, cuentan con una base de datos y mapas, proporcionados por el Consejo Nacional de Áreas Protegidas, CONAP, en los cuales, preliminarmente se establece si el proyecto está dentro de un área protegida.

En caso la DIGARN tuviera duda sobre la ubicación de un proyecto, y si éste afecta o no un área protegida determinada, entonces se hace obligatoria la consulta al CONAP, para que sea esta institución quien determine que efectivamente el proyecto se encuentra en un área protegida.

De esta manera, si alguna parte del proyecto se ubicara en un área protegida, por mínimo que esto fuera, incluso en la zona de amortiguamiento, es obligación de la DIGARN solicitar opinión al CONAP, y sin su aprobación, no procederá con la revisión y autorización del EEIA.

⁴⁰ Consejo Nacional de Áreas Protegidas. *Manual de buenas prácticas para proyectos hidroeléctricos*. p. 49.

Si el proyecto hidroeléctrico que se pretende construir, no se encuentra dentro de un área protegida, la DIGARN podrá continuar su trámite.

Es también un deber del proponente verificar que el proyecto que desea construir no se ubica dentro de un área protegida; principalmente si está interesado en lograr las autorizaciones ambientales en el menor tiempo posible.

De esta manera, si el proponente, previo a presentar el EEIA ante el MARN, ya tiene conocimiento de que el proyecto, o una parte de este, se encuentra dentro de un área protegida, es aconsejable que solicite previamente la autorización al CONAP.

Así, luego de obtener la autorización del CONAP, el EEIA se remitiría al MARN, para su aprobación final, ya contando con el visto bueno respecto a la ubicación del proyecto en el área protegida. Con esta información, la DIGARN no debería tener ningún problema para aprobar el EEIA, en cuanto al tema de áreas protegidas, ni tampoco sería necesario hacer ninguna consulta posterior al CONAP.

Según lo establecido en el artículo 20 de la *Ley de áreas protegidas*, las empresas públicas o privadas que tengan o desarrollen instalaciones o actividades comerciales, industriales, turísticas, pesqueras, forestales, agropecuarias, experimentales o de transporte dentro del perímetro de las áreas protegidas, deberán celebrar de mutuo acuerdo con el CONAP, un contrato en el que se establecerán las condiciones y normas de operación, determinadas por un EEIA, presentado por el proponente al CONAP, quien, con su opinión lo remitirá al MARN para su evaluación, siempre y cuando la actividad que se pretende desarrollar sea compatible con los usos previstos en el plan maestro de la unidad de conservación de que se trate.

Según el artículo 18 de la *Ley de áreas protegidas*, reformado por el Decreto No. 110-96; el manejo de cada una de las áreas protegidas del sistema guatemalteco de áreas protegidas, SIGAP, estará definido por su respectivo plan maestro.

“El plan maestro es el documento rector para la ordenación territorial, gestión y desarrollo de las áreas protegidas. Contiene las políticas, directrices generales y programas de manejo, conservación, investigación, ordenación y uso de los recursos. Tiene una vigencia de 5 años.”⁴¹

Derivado de lo anterior, se hace énfasis en la importancia de presentar el EEIA previamente ante el CONAP, si ya se tiene conocimiento y certeza de que el proyecto se encuentra dentro de un área protegida.

Durante la aprobación en el CONAP, intervienen el Departamento Forestal, Departamento de Planificación, Departamento Jurídico, entre otros.

La Secretaría Ejecutiva del CONAP dicta una resolución la cual, si aprueba el estudio, es trasladada al Departamento Jurídico para el otorgamiento del contrato con el proponente. Posteriormente, el CONAP remite el expediente al MARN para continuar su trámite.

- Instituto nacional de bosques

La Dirección General de Gestión Ambiental y Recursos Naturales, DIGARN, durante la fase de revisión y aprobación del EEIA, debe evaluar, en el apartado relacionado con la descripción del ambiente biótico, la flora y la fauna

⁴¹ Consejo Nacional de Áreas Protegidas, CONAP. *Manual de buenas prácticas para proyectos hidroeléctricos*. p. 9.

del lugar. Como parte de este análisis, está obligada a confirmar si el área en la cual se pretende construir un proyecto, y su respectiva línea de transmisión, tiene cobertura forestal y, en consecuencia, provocará la tala de bosque.

Es importante tomar en consideración que la construcción y operación de una central hidroeléctrica, conlleva, en materia forestal, los siguientes impactos: a) tala de árboles derivado de las obras de infraestructura que sean necesarias para la instalación de la hidroeléctrica como tal, así como la apertura de caminos de acceso; b) el corte de árboles que se requiera para las líneas de transmisión, cuya instalación es necesaria para conectar la hidroeléctrica al sistema nacional interconectado, de manera que la energía que se produzca, pueda ser transportada a donde se requiera.

El cuerpo normativo que regula todo lo relativo al recurso forestal y su aprovechamiento, es la *Ley forestal*, Decreto No. 101-96 del Congreso de la República, y su reglamento, que es la resolución 143-2005 del Instituto Nacional de Bosques, INAB.

De conformidad con su artículo 67, la *Ley forestal* establece que adquieren la obligación de repoblación forestal las personas individuales o jurídicas que corten bosque para construir obras para el aprovechamiento de recursos hídricos, o que como resultado de estos proyectos, necesite inundar áreas de bosque; o bien, quienes corten bosque para tender líneas de transmisión, entre otras.

Nótese que dicho artículo hace referencia exclusivamente al término bosque. Para la aplicación de este precepto, es importante comprender qué es un bosque, y diferenciarlo de lo que constituye una plantación.

La *Ley forestal*, en el artículo 4, establece que es bosque, el ecosistema en donde los árboles son las especies vegetales dominantes y permanentes; mientras que se conoce como plantación, una masa arbórea, o bosques establecidos por siembra directa o indirecta de especies forestales.

Básicamente, los criterios que se utilizan para diferenciar ambos términos son los siguientes: “a) se considerará bosque el área cubierta por árboles de distinta especie, mientras que se tomará como plantación, aquella área cubierta de árboles, todos de la misma especie; b) En una plantación, derivado de la intervención humana, hay cierto distanciamiento entre cada árbol, lo cual va formando surcos y hace que los árboles crezcan en forma ordenada. Por su parte, se tratará de un bosque si se observa que los árboles han crecido de forma natural, desigual, sin formar surcos, sino abriéndose camino entre otros para crecer. c) En un bosque los árboles crecen desigualmente, no todos tienen el mismo tamaño. Por su parte, en una plantación, se puede observar que todos los árboles o la mayoría, ocupan el mismo espacio y tienen la misma altura.”⁴²

La diferenciación entre lo que es un bosque y una plantación es tan importante, debido a que dependiendo qué se determine que es el área en la que se pretende realizar la tala, así será el trámite a seguir.

El Instituto Nacional de Bosques, INAB, deberá conceder la licencia forestal respectiva en caso se trate de un bosque; sin embargo, si se determina que es una plantación, el propietario del terreno en donde ésta se encuentra, no tiene obligación de solicitar autorización al INAB y puede disponer de ella, aunque se trate de una gran área cubierta de árboles de gran tamaño.

⁴² MALACALZA, Leonardo. *Ecología y ambiente*. p. 136.

Como consecuencia de lo anterior, y de la falta de regulación apropiada para tratar lo relativo a las plantaciones, el país se ve en riesgo de perder, cada día más su cobertura forestal. Se considera que es preciso regular correctamente este tema. Si bien es cierto que la plantación es obra humana, y el propietario de un terreno tiene derecho a disponer del bien como mejor lo considere, al talar una plantación se están viendo afectados los beneficios que los árboles aportan para las poblaciones cercanas. Al brindar un beneficio a los habitantes de estas comunidades, los efectos de una plantación dejan de ser exclusivos del propietario de esta, y pasan a formar parte del medio ambiente, en el cual nos desenvolvemos todos. Por ello, es bastante discutible el hecho de que para talar una plantación, no se requiera de ninguna autorización por parte del INAB.

En atención a lo anterior, y de conformidad con la ley, la Dirección General de Gestión Ambiental y Recursos Naturales, DIGARN, solicita opinión al INAB sobre si el suelo en donde se va a desarrollar el proyecto, es un área forestal, y si fuera así, si el área forestal es tipo bosque o tipo plantación.

Como se indicó anteriormente, el *Reglamento de evaluación, control y seguimiento ambiental*, RECSA, no establece la obligatoriedad de la consulta que se realiza al INAB, por lo cual, la Dirección General de Gestión Ambiental y Recursos Naturales, DIGARN, podría no llevarla a cabo. Un factor muy importante que contribuirá al éxito de la aprobación del EEIA, y al correcto cumplimiento de la normativa ambiental, consiste en la declaración que el proponente haga en el EEIA sobre la cobertura forestal del área.

Dentro del apartado relacionado con la descripción del ambiente biótico del lugar, el proponente debe indicar claramente si el área en la cual desea desarrollar el proyecto, tiene o no cobertura forestal. Esto no será una tarea

difícil, tomando en cuenta que el EEIA es elaborado con la participación de distintos técnicos, que fácilmente pueden determinar esto.

De esta manera, si el proponente lo establece, con mayor razón, la DIGARN debe hacer uso de su facultad de hacer consultas a las instituciones públicas que considere, solicitando la opinión respectiva al INAB.

En el caso de que el solicitante indicara en el EEIA que el área no tiene cobertura forestal, y los técnicos de la DIGARN, al realizar su visita de campo, establecieran que esto no es así; de igual manera, podrán hacer la consulta respectiva al INAB.

Si el INAB determinara que se trata de una plantación, como se indicó anteriormente, no corresponde solicitar ninguna autorización por la tala que pudiera darse; mientras que, si estableciera que el área es un bosque, deberá tramitar la licencia forestal respectiva.

Dicho trámite deberá iniciarse posteriormente a la aprobación del EEIA por parte del MARN. Para abordar los temas en el orden de su trámite en la práctica, el procedimiento a seguir para la obtención de la licencia forestal correspondiente.

- Instituto de Antropología e Historia, IDAEH

El EEIA debe contener un apartado relacionado con la descripción del ambiente socioeconómico y cultural del área en la cual se desea desarrollar el proyecto, buscando la protección de los elementos arqueológicos y paleontológicos, entre otros. La Dirección General de Gestión Ambiental y Recursos Naturales, DIGARN podrá solicitar opinión al IDAEH, si tuviera

conocimiento de que en el área existen o puedan existir vestigios arqueológicos, para que dicha institución rinda su opinión. El conocimiento que la DIGARN podría tener sobre esto, debería ser a raíz de lo establecido en el EEIA presentado, ya que, si el proponente tiene conocimiento de la existencia o probabilidades de que existan reliquias arqueológicas en el área, tiene el deber de hacerlo constar.

De cualquier manera, si esto no se indicara en el EEIA, al igual que en el tema de la determinación de la cobertura forestal del área, los técnicos de la DIGARN, en su visita de campo establecerán la existencia o posible existencia de elementos arqueológicos y paleontológicos en el área, y determinará la necesidad de hacer la consulta al IDAEH.

Si el IDAEH establece la existencia o que es probable que existan elementos arqueológicos en el área, obligará al proponente a que los trabajos de excavación y desarrollo de la obra, se hagan con el acompañamiento de un arqueólogo, lo cual quedará como una de las obligaciones que el solicitante debe cumplir, dentro de la resolución de aprobación del EEIA.

5.4.3.7. Causas de rechazo de los instrumentos de evaluación ambiental, incluyendo el Estudio de evaluación del impacto ambiental, EEIA

La Dirección General de Gestión Ambiental y Recursos Naturales, DIGARN, o las delegaciones del Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, MARN, rechazarán cualquiera de los instrumentos de evaluación ambiental, si durante su análisis se constata que el proyecto, obra industria o actividad no es posible de realizar por alguna de las causas siguientes:

- Es prohibida por la ley
- La información consignada no corresponde a la realidad del proyecto
- Su localización es considerada no viable de conformidad con las leyes, los planes de manejo para áreas protegidas y ordenamiento territorial
- La suma de sus efectos acumulativos en el área rebasa la capacidad de carga de los sistemas y elementos ambientales
- Se niegue información o el acceso a instalaciones para efectos de inspección o verificación
- Su impacto ambiental es altamente significativo e incompatible con su entorno ambiental y por lo tanto inaceptable, conforme criterio técnico

5.4.3.8. Recomendaciones de la Dirección General de Gestión Ambiental y Recursos Naturales, DIGARN

Partiendo de la información contenida en el EEIA, de las inspecciones y de las opiniones que se soliciten a otras entidades públicas, así como de la oposición pública que resulte dentro del período ya indicado para el efecto; el o los técnicos de la DIGARN o de las delegaciones del MARN, deberán elaborar y presentar a la autoridad superior correspondiente la recomendación técnica sobre la evaluación realizada.

En el caso de los proyectos de categoría A y de los megaproyectos, la recomendación técnica podrá ser revisada por un comité de apoyo técnico

interno, que conocerá el dictamen elaborado por el o los técnicos para efectos de recomendar la más conveniente forma de resolver.

El *Reglamento de evaluación, control y seguimiento ambiental* RECSA no establece cómo se conformará dicho comité de apoyo técnico interno, habiendo así, una laguna legal en cuanto a este tema, y permitiendo que el comité se conforme de acuerdo con las necesidades de cada proyecto, en cada caso. Sería aconsejable que el comité de apoyo técnico interno sea un órgano de carácter permanente, el cual se encuentre conformado completamente previo a que se requiera su opinión.

5.4.3.9. Resolución final

La resolución final será emitida por el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, MARN, a través de la Unidad de Calidad Ambiental de la Dirección General de Gestión Ambiental y Recursos Naturales, DIGARN.

Las resoluciones se emitirán en forma razonada, aprobando o improbando el estudio correspondiente. Asimismo, se incorporarán los compromisos ambientales que el proponente adquiere. En la resolución se establecerá la obligación del proponente a otorgar una fianza de cumplimiento, a favor del MARN.

La vigencia de la resolución en que se apruebe el estudio de evaluación del impacto ambiental, EEIA, estará sujeta a la entrega por parte del proponente a favor del MARN, de la fianza de cumplimiento correspondiente, dentro del plazo establecido en dicha resolución, como requisito esencial para su vigencia, según el artículo 47 del *Reglamento de evaluación, control y seguimiento ambiental*.

La licencia ambiental se otorgará hasta que el proponente haya cumplido con su obligación de otorgar la fianza respectiva, y presentar dicho documento en la DIGARN.

El monto de la fianza de cumplimiento que el proponente está obligado a prestar, es fijado por la DIGARN, y en la mayoría de los casos, corresponde a la cantidad total que el proponente se ha comprometido a invertir en la implementación de todas las medidas de mitigación indicadas en el estudio. Las medidas de mitigación variarán, dependiendo de si éstas han sido desarrolladas para disminuir los efectos de la construcción o de la operación del proyecto.

Generalmente, estas medidas serán mayores durante la etapa de construcción y por lo tanto, tendrán un costo más elevado que aquellas medidas que sea necesario adoptar durante la operación del proyecto. Se sugiere que el EEIA sea elaborado y presentado haciendo una distinción entre ambas fases del proyecto, construcción y operación, de manera que se fijen los montos adecuados de las fianzas que se deban otorgar.

Como parte de la investigación realizada, las diferentes entrevistas y consultas formuladas a profesionales expertos en la materia, en la práctica se presentan casos en los que, los EEIA son aprobados mediante su respectiva resolución, en ocasiones, estando estos incompletos o con algunas falencias en su contenido. Debido a estas falencias, en la resolución de aprobación se pueden llegar a establecer una serie de compromisos ambientales, así como la obligación de elaborar una serie de Instrumentos de evaluación ambiental adicionales al EEIA presentado.

De esta manera, los técnicos a cargo de la revisión de los Estudios, y la DIGARN, fijan a su arbitrio, obligaciones diversas que no necesariamente están

fundamentadas en ley, y que por lo tanto, no obstante haber aprobado un EEIA, no se puede llegar a obtener la licencia de evaluación ambiental, debido a que el cumplimiento de todos los compromisos y la elaboración de instrumentos de evaluación ambiental que establece la resolución de aprobación, resultan demasiado onerosos, en términos económicos y de tiempo.

5.4.3.10. Licencia ambiental

La licencia de evaluación ambiental podrá solicitarse al Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, MARN, una vez se hayan cumplido los requisitos establecidos en la resolución de aprobación del estudio.

El MARN procederá previo pago por parte del interesado, en un plazo máximo de ocho días, a la emisión de la Licencia respectiva.

En caso de que los requisitos establecidos en la resolución no hubieran sido satisfechos a cabalidad, el MARN le comunicará la situación y le dará un plazo no mayor de 30 días para que sean satisfechos.

El *Reglamento de evaluación, control y seguimiento ambiental*, RECSA, no establece un plazo para la solicitud de otorgamiento de la licencia respectiva por parte del MARN.

De esta manera, un Estudio puede ser aprobado, habiéndosele fijado ciertas condiciones y obligaciones de cumplimiento de diversos compromisos, pero estos podrían o no cumplirse. Si estos no se cumplen, el efecto será que no se puede solicitar la emisión de la licencia ambiental, y que naturalmente, ésta no será extendida. Para el inicio de los trabajos, las municipalidades del lugar en donde se va a desarrollar la construcción del proyecto, solicitan que el

EEIA se encuentre previamente aprobado, para extender la licencia de construcción respectiva. Sin embargo, ésta es una exigencia que dependerá de la municipalidad del lugar en donde se pretenda desarrollar el proyecto. De igual manera, solicitarán la presentación de la licencia forestal respectiva.

5.4.3.11. Participación pública

Es necesario contar con la participación de las comunidades en este proceso, para recibir respuestas sobre la construcción del proyecto, la presentación de inquietudes por parte de la población o incluso su clara manifestación de oposición al mismo.

Es recomendable que, para la elaboración del estudio de evaluación del impacto ambiental, EEIA, se consulte la *Guía de términos de referencia para orientar el proceso de participación pública* elaborada por el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, MARN. Estos términos de referencia, establecen la aplicación de tres distintas etapas que se deben desarrollar durante el proceso: etapa informativa, etapa participativa y complementaria de análisis y etapa de seguimiento.

El Reglamento de evaluación, control y seguimiento ambiental, RECSA, aprobado en 2007, establece en su título VIII lo relativo a la participación pública. Estableció como un requisito en la elaboración de los instrumentos de evaluación ambiental, el involucramiento de la población, indicando que el proponente del proyecto debería involucrar a la población en la etapa más temprana posible del proceso de elaboración del instrumento ambiental, exceptuando la evaluación ambiental inicial.

Asimismo, en su artículo 78, estableció que en la resolución final del instrumento de evaluación ambiental, el MARN consideraría las observaciones, opiniones u oposiciones que hubieren sido presentadas dentro de los 20 días del proceso de participación pública, siempre y cuando cuenten con un fundamento técnico, científico o jurídico que respalde su opinión o criterio, notificándose de los resultados de las que se hubieren considerado, para determinar la solución o diligenciamiento de las mismas. Posteriormente, los artículos 72, 74 y 78 del RECSA, fueron reformados por el Acuerdo Gubernativo No. 33-2008; el cual quitó la fuerza vinculante de dicha participación pública, indicando que el proponente podría darle participación pública a la población en la etapa más temprana posible del proceso. En la reforma del artículo 78 se estableció que el MARN consideraría las observaciones, opiniones u oposiciones que fueran presentadas, dentro del mismo plazo establecido anteriormente, de 20 días, siempre y cuando tuvieran un fundamento técnico, científico o jurídico que respaldara su opinión o criterio, debiendo aprobar o no su realización y publicar su resultado, además de notificar dicha resolución a los oponentes.

Aproximadamente un mes después, con la aprobación del Acuerdo Gubernativo No. 89-2008, los mismos tres artículos del *Reglamento de evaluación, control y seguimiento ambiental*, RECSA, fueron nuevamente modificados. Hasta la fecha, no han sido objeto de posterior modificación o derogación.

En el artículo 72, nuevamente se establece que el proponente ‘deberá’ involucrar a la población en la etapa más temprana posible del proceso de elaboración del instrumento ambiental. Asimismo, en el artículo 74, se establece que el proponente deberá requerir al consultor, la elaboración de un plan de participación pública para todo el ciclo de vida del proyecto, obra, industria o

actividad. El artículo 78 fue prácticamente devuelto a su redacción original, con la diferencia de que ahora es más específico en cuanto a que determina hacia quiénes debe dirigirse la notificación de los resultados, especificando que debe hacerse a las partes presentadas y a los colindantes del proyecto, obra o industria objeto del instrumento ambiental.

Para el desarrollo del proceso de participación pública se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- El proponente del proyecto deberá involucrar a la población en la etapa más temprana posible del proceso de elaboración del instrumento ambiental, exceptuando la evaluación ambiental inicial.
- El proponente y su consultor ambiental, deben consignar todas las actividades realizadas para involucrar y/o consultar a la población durante la elaboración del instrumento de evaluación; proponiendo los mecanismos de comunicación y consulta que deberán desarrollarse durante la etapa de revisión del documento.
- Durante la elaboración del estudio de evaluación del impacto ambiental, EEIA, el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, MARN, deberá requerir al proponente por medio de consultor, la elaboración de un plan de participación pública para todo el ciclo de vida del proyecto, que incluirá al menos los siguientes aspectos:
 - Identificación del grupo o comunidad afectada y forma de incentivar la participación pública durante la elaboración del instrumento

- Forma de participación de la comunidad (a través de entrevistas, encuestas, talleres, asambleas y/o reuniones de trabajo) describiendo la forma de solicitud de información y demostrando la respuesta, si las hubiere.
- Forma de resolución de conflictos potenciales.
- El plan de participación pública deberá ser acordado entre el proponente de la obra o proyecto y el MARN.
- El MARN solicitará al proponente la publicación de un edicto en el que se informe que el estudio de evaluación del impacto ambiental, EEIA, ha sido presentado para recibir observaciones o incluso la manifestación de oposición, las cuales deberán estar fundamentadas.
- En el caso de comunidades de los municipios del interior del país, la información al público deberá difundirse a través de los medios de comunicación que el proponente y el MARN acuerden.
- Cualquier persona podrá presentar sus observaciones o su manifestación de oposición, dentro de los 20 días contados a partir del día siguiente de haber concluido el o los medios de comunicación acordados por el MARN y el proponente.
- En la resolución final del instrumento de evaluación ambiental, el MARN considerará las observaciones, opiniones u oposiciones que hayan sido presentadas dentro de los 20 días del proceso de participación pública, siempre y cuando cuenten con un fundamento técnico, científico o jurídico que respalde su opinión o criterio, notificándose de los resultados

que se hubieren considerado a las partes presentadas y a los colindantes del proyecto, para determinar la solución o diligenciamiento a las mismas.

El contenido del Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo, OIT, contribuye a complementar lo relacionado con el proceso de socialización del proyecto, de acuerdo con los términos de referencia del Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, MARN, ya que éste busca la protección a los pueblos indígenas, en aquellos casos en que la actividad productiva a implementar, pueda llegar a afectarlos.

En el artículo 7, establece la necesidad de la participación pública de las comunidades situadas en el área de influencia de los proyectos.

Asimismo, hace referencia al derecho de consulta que tienen las poblaciones indígenas, es este un derecho fundamental por el que el Estado está obligado a instaurar procedimientos de buena fe destinados a recoger la opinión de dichas comunidades, a fin de establecer los acuerdos o medidas que sean necesarias.

Si bien el Convenio 169 de la OIT reconoce el derecho de consulta a los pueblos indígenas, no se establece en este, ni en ningún otro cuerpo normativo, un procedimiento aplicable. Derivado de esto, es difícil que el procedimiento de consulta se lleve a cabo, partiendo de que el procedimiento no encuentra un fundamento legal en nuestro ordenamiento jurídico vigente.

No obstante, la no obligatoriedad de acatar la opinión de la comunidad respecto al proyecto, así como la falta de una ley que establezca el procedimiento respectivo, se considera que el proceso de socialización del

proyecto debe ser desarrollado por los interesados en la construcción de la central hidroeléctrica.

La mejor forma de lograr esto, es a través de la instauración del diálogo permanente y constructivo entre los pobladores de las comunidades y los desarrolladores del proyecto; busca acuerdos beneficiosos para ambas partes, que permitan el desarrollo de nuestro país, en armonía con el medio ambiente y las costumbres ancestrales de los pueblos indígenas.

5.4.4. Instrumentos ambientales aplicables a pequeñas hidroeléctricas

Adicionalmente al estudio de evaluación del impacto ambiental, EEIA, que es requerido para las centrales hidroeléctricas clasificadas dentro de la categoría A del listado taxativo utilizado por el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, MARN, capacidad mayor a 2MW; existen otros instrumentos de evaluación ambiental, cuya elaboración es menos compleja que la del EEIA, pero que es un requisito necesario solicitado por el MARN para el funcionamiento de pequeñas hidroeléctricas, menores a 2MW.

Debido a que el presente trabajo de investigación tiene como objetivo el análisis de los requisitos legales para la construcción y operación de una central hidroeléctrica, hace énfasis principalmente en proyectos de gran capacidad instalada, pero también repasa brevemente los requisitos necesarios para la operación de pequeñas centrales.

Por lo anterior, a continuación, se explica brevemente cuál es el instrumento de evaluación ambiental aplicable a centrales hidroeléctricas con

capacidad menor a 2MW, de conformidad con las categorías señaladas en el listado taxativo aplicado por el MARN.

5.4.4.1. Proyectos hidroeléctricos clasificados como categoría B1

Dentro de la categoría B1 se clasificarán los proyectos hidroeléctricos que tengan de moderado a alto impacto ambiental, y cuya capacidad de generación sea menor a 2 MW, pero mayor a 1 MW. En este caso, se debe presentar la evaluación ambiental inicial. La Dirección General de Gestión Ambiental y Recursos Naturales, DIGARN podrá solicitar la presentación de un instrumento de evaluación ambiental distinto y aplicable al caso concreto, es decir, podría requerirse la presentación de un estudio de evaluación del impacto ambiental, EEIA, según lo establecido en el artículo 31 del *Reglamento de evaluación, control y seguimiento ambiental*.

En este tipo de situaciones, es recomendable que el proponente evalúe realmente qué grado de impacto ambiental tendrá el proyecto que pretende desarrollar, y si considera que el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales. MARN, podría requerir, adicional a la evaluación ambiental inicial, la elaboración de un EEIA, sería preferible que para ahorrar tiempo y recursos, se elabore y presente un EEIA desde el inicio.

5.4.4.2. Proyectos hidroeléctricos clasificados como categoría B2

Los proyectos hidroeléctricos clasificados dentro de la categoría B2 de conformidad con el listado taxativo, son aquellos cuya capacidad es menor a 1 MW y que producen de moderado a bajo impacto ambiental.

En este caso, se deberá presentar una evaluación ambiental inicial, acompañada de su plan de gestión ambiental, el cual consiste en el conjunto de operaciones técnicas y acciones propuestas, que tienen como objetivo asegurar la operación de un proyecto, obra, industria o actividad, dentro de las normas legales, técnicas y ambientales para prevenir o mitigar los impactos o riesgos ambientales negativos, como se encuentra establecido en el artículo 3 del *Reglamento de evaluación, control y seguimiento ambiental*.

5.4.4.3. Trámite de evaluación ambiental para la categoría B

El artículo 31 del *Reglamento de evaluación, control y seguimiento ambiental*, RECSA, establece el procedimiento de evaluación ambiental para la categoría B; el cual es aplicable a las sub categorías B1 y B2. La evaluación ambiental inicial deberá presentarse ante la Dirección General de Gestión Ambiental y Recursos Naturales, DIGARN, o la Delegación Departamental del Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, MARN, que corresponda.

Posteriormente el MARN procederá a realizar la revisión de la evaluación, constatando que el proyecto que se pretende aprobar cabe dentro de la categoría B. Dentro de un plazo máximo de 15 días, el MARN emitirá la resolución correspondiente, indicando si se aprueba la evaluación ambiental inicial, o si se requiere la presentación del instrumento de evaluación ambiental que corresponda al caso concreto.

5.5. Emisión de licencia forestal por el Instituto Nacional de Bosques, INAB

Tal como se indicó anteriormente, el cuerpo normativo que regula todo lo relacionado con la emisión de licencias forestales en el país, es la *Ley forestal*,

cuya aplicación corresponde al INAB. De igual manera, es conveniente recordar que la emisión de licencia forestal será obligatoria únicamente en aquellos casos en que la zona en donde se pretende desarrollar el proyecto, tengan cobertura forestal, de bosque, y no de plantación, a lo cual se hizo referencia con anterioridad.

5.5.1. Solicitud de emisión de licencia

Las solicitudes se deben presentar, en los municipios y departamentos de la República, así como en la ciudad capital. De conformidad con el artículo 50, la licencia deberá solicitarse al INAB, ajustándose a las disposiciones del *Código procesal civil y mercantil*, Decreto Ley 107. La solicitud deberá acompañarse con su respectivo plan de manejo.

Se entiende por Plan de Manejo el programa de acciones desarrolladas técnicamente, que conducen a la ordenación silvicultural de un bosque, con valor de mercado o no, asegurando la conservación, mejoramiento y acrecentamiento de los recursos culturales, según el artículo 4 de la *Ley forestal*.

En general, el plan de manejo establecerá dos puntos importantes, el primero, cómo, cuándo y dónde se va a requerir realizar la tala de árboles; y el segundo, cómo, cuándo y dónde se va a llevar a cabo la reforestación.

Al igual que la Dirección General de Gestión Ambiental y Recursos Naturales, DIGARN, el Instituto Nacional de Bosques, INAB, establece requisitos básicos para el técnico que estará a cargo de la elaboración del plan de manejo respectivo.

Según el artículo 51 de la *Ley forestal*, se requiere que este sea elaborado por profesionales en el campo forestal, ingeniero agrónomo, ingeniero o técnico forestal, técnicos universitarios con especialidad en silvicultura o manejo de bosques, peritos forestales y profesionales con post grado en la materia). De igual manera, se requiere que dichos profesionales se encuentren debidamente inscritos en el INAB.

Según lo establecido en la *Ley forestal*, el INAB, como requisito para emitir la licencia respectiva, solicita únicamente el Plan de Manejo correspondiente. No se hace mención ninguna sobre la aprobación previa del Estudio de evaluación del impacto ambiental, EEIA. Se cometió esta omisión en la Ley Forestal, no obstante ésta es posterior a la *Ley de protección y mejoramiento del medio ambiente*, aprobada en 1986. No obstante lo anterior, el INAB sí requiere la aprobación previa del EEIA para la admisión para su trámite de la solicitud de la licencia forestal respectiva.

En el caso de las centrales hidroeléctricas, aunque el INAB no requiriera la aprobación previa del estudio de evaluación del impacto ambiental, EEIA, para el otorgamiento de la licencia forestal, el Ministerio de Energía y Minas, MEM, sí requiere de dicha aprobación para la solicitud de la autorización de uso de bienes de dominio público, por lo que, de una u otra manera, la elaboración del EEIA es obligatoria.

5.5.2. Emisión de la licencia y obligaciones derivadas del plan de manejo

En el artículo 49, se establece que la licencia será la autorización para implementar el plan de manejo. Por ello, para la obtención de licencia, es un requisito indispensable contar con la aprobación por parte del INAB, del plan de

manejo. Para resolver, el INAB tiene un término de 60 días contados a partir de la admisión administrativa de la solicitud de licencia, recepción de la licencia.

Luego de la aprobación del plan de manejo forestal y de la emisión de la licencia, el solicitante adquiere la obligación de reforestar las áreas con bosque que utilice para la realización de obras de infraestructura. El solicitante tiene la obligación de ubicar un terreno apropiado para llevar a cabo la reforestación. Es importante tomar en cuenta que dicha reforestación se deberá llevar a cabo en el mismo departamento en donde se encuentre ubicado el proyecto.

Además de la respectiva repoblación forestal, la persona o entidad a cuyo favor se otorgó la licencia, quedará obligada a darle mantenimiento a su plantación, durante un mínimo de 4 años.

Es de notar que a partir de que se da la repoblación forestal, se habla de una plantación, ya no de un bosque. Esto, debido a que aunque el proponente del plan de manejo desarrolle éste a cabalidad y cumpla con su obligación de reforestar el área, se tratará de una plantación, la cual no tendrá el mismo valor y riqueza natural que tiene un bosque.

Por esta razón, y por el gran valor que nuestros recursos forestales tienen para el país, es que debe tomarse muy en cuenta, la correcta elaboración del plan de manejo, y su respectivo cumplimiento.

En conclusión, se pueden resumir las obligaciones que el solicitante adquiere con objeto de la emisión de la licencia forestal, las siguientes:

- Dar cumplimiento al plan de manejo respectivo.

- Pagar un monto equivalente al 10 % del valor de madera en pie, de conformidad con los valores fijados en publicación anual que realiza el Instituto Nacional de Bosques, INAB, en el *Diario de Centroamérica*. Dicho pago deberá hacerse efectivo al momento de ser autorizada la licencia. Conforme el artículo 87 de la *Ley forestal*.
- Llevar a cabo la reforestación de acuerdo con el Plan de manejo.
- Prestar garantía como cumplimiento de las obligaciones adquiridas, de conformidad con la ley.

5.5.3. Garantía de las obligaciones

Adicionalmente al cumplimiento del plan de manejo, el solicitante debe garantizar las obligaciones adquiridas. Según el artículo 56 de la *Ley forestal*, dicha garantía puede prestarse bajo cualquiera de las siguientes opciones:

- Que efectúe las reforestaciones y les dé mantenimiento durante los tres años siguientes por su propia cuenta, garantizando la ejecución ante el INAB mediante:
 - Fianza o depósito monetario.
 - Garantía hipotecaria.
 - Bonos del Estado.
 - Cualquier otra garantía suficientemente satisfactoria a juicio del INAB.
- Que haya establecido una reforestación que tenga entre uno y diez años de establecida al momento de solicitar el aprovechamiento, además de

estar inscrita en el INAB como bosque artificial, lo cual no debe corresponder a compromisos anteriores de reforestación.

- Que cubra al fondo forestal privativo, el costo de reforestación establecido, así como el costo de mantenimiento por tres años más (de acuerdo con los precios publicados por el INAB en el año en que se efectúe el aprovechamiento forestal).

Generalmente, las obligaciones derivadas del plan de manejo forestal, son garantizadas por el solicitante por medio de fianza de cumplimiento, emitida a favor del INAB, la cual debe estar vigente únicamente durante los 3 años que establece la ley.

Adicionalmente, la última forma de garantizar la obligación, que se refiere a pagar al fondo forestal privativo el costo de reforestación correspondiente, consiste en que el solicitante de la licencia no queda obligado a hacer ninguna reforestación, únicamente debe efectuar el pago. Dichos fondos pasan a formar parte del fondo forestal privativo, el cual es propiedad del INAB.

Lamentablemente el INAB no tiene la obligación, de acuerdo con la ley, de reforestar. Por ello, al pasar a formar parte del fondo forestal privativo, este dinero se destina a sufragar gastos administrativos de la institución, tales como mantenimiento de equipo, pago de salarios, entre otros.

De acuerdo con lo anterior, se desnaturaliza la garantía que debe prestarse al INAB como cumplimiento de la obligación de reforestar. Para muchos solicitantes podría resultar más fácil hacer el pago al fondo forestal privativo, que obligarse a desarrollar la reforestación. Con ello, no se estaría

asegurando que la cobertura forestal que tuvo que talarse para la construcción de un proyecto, va a ser reforestada en otra área.

Se hace necesario que el Instituto Nacional de Bosques, INAB, en su función de órgano de dirección y autoridad en materia forestal, tenga preferencia por aceptar aquellas garantías que permitan la repoblación forestal, a manera de proteger dichos recursos. Se considera importante que, para el mejor cuidado de los recursos forestales, se reforme esta norma, con el objeto de eliminar este tipo de garantía.

5.5.4. Incumplimiento de obligaciones ambientales

Derivado de lo estudiado a lo largo de este capítulo, se han abordado los distintos requisitos necesarios, en materia ambiental, para la construcción y operación de un proyecto hidroeléctrico. Las instituciones buscan garantizar el cumplimiento de las obligaciones adquiridas por los solicitantes de las licencias respectivas. No obstante, la garantía prestada, en ocasiones, puede darse el incumplimiento de las obligaciones ambientales adquiridas.

En el caso aplicable al INAB, el artículo 97 de la *Ley forestal* establece el delito de incumplimiento del plan de manejo forestal; sancionando con multa no menor a Q2 000,00 (en proporción al daño realizado), a quien, por incumplimiento de las normas establecidas en el plan de manejo forestal, dañare los recursos forestales.

Asimismo, el artículo 419 del *Código penal*, establece el delito de incumplimiento de deberes, en el caso de que un funcionario o empleado público omitiere, rehusare hacer o retardare algún acto propio de su función o

cargo. Se prevé una pena de prisión de uno a tres años al responsable de la comisión de este delito.

Dicha pena podría aplicarse a cualquiera de los funcionarios del MARN, CONAP, IDAEH, o alguna institución que, teniendo la obligación de velar por la protección de los recursos naturales, áreas protegidas, bosques, entre otras, de acuerdo con cada caso, no cumplieran con sus obligaciones y permitieran la construcción de proyectos hidroeléctricos sin la observancia de los requisitos establecidos en las normas ambientales.

De igual manera, el Tratado de Libre Comercio (CAFTA-DR), tiene dentro de sus objetivos principales en materia ambiental, lograr la aplicación efectiva de la legislación aplicable en cada uno de los países que forma parte de dicho tratado. Derivado de esto, el Estado de Guatemala tiene la obligación de velar por la correcta aplicación de la legislación ambiental por parte de cada institución, de manera que se logre una adecuada coordinación y se dé el cumplimiento de la normativa ambiental.

5.6. Normativa del sector eléctrico

La normativa específica aplicable al sector eléctrico establece diferentes requerimientos, dependiendo de la capacidad de generación del proyecto de que se trate y de la fuente de energía que se utilice para la generación.

Previo a iniciar a profundidad el estudio de cada uno de los procedimientos y trámites necesarios, tanto en materia ambiental como en normativa del sector eléctrico, se realizará una breve definición de los principales conceptos relacionados con estos temas, de manera que se logre una mejor comprensión y estudio.

- Bienes de dominio público: la *Constitución Política de la República de Guatemala*, en el artículo 121, hace una enumeración de los bienes que, de acuerdo con dicho cuerpo normativo, se consideran bienes del Estado, enumeración en la cual se incluyen los bienes de dominio público.

Asimismo, de conformidad con el artículo 457 del Código Civil, los bienes del dominio del poder público pertenecen al Estado o a los municipios y se dividen en bienes de uso público común y de uso especial o no común.

- Agua: para el objeto de la presente tesis, es importante determinar la naturaleza del bien agua, que es utilizado para la generación de energía eléctrica, por medio del funcionamiento de centrales hidroeléctricas.

La *Constitución Política de la República de Guatemala*, en el artículo 121, inciso b), establece que son bienes del Estado: “Las aguas de la zona marítima que ciñe las costas de su territorio, los lagos, ríos navegables y sus riberas, los ríos, vertientes y arroyos que sirven de límite internacional de la República, las caídas y nacimientos de agua de aprovechamiento hidroeléctrico, las aguas subterráneas y otras que sean susceptibles de regulación por la ley y las aguas no aprovechadas por particulares en la extensión y término que fije la ley.”⁴³

En ese mismo sentido, el *Código civil*, en su artículo 458, inciso 3), establece que son bienes nacionales de uso público común: “Las aguas de la zona marítima territorial en la extensión y términos que fije la ley respectiva; los lagos y ríos navegables y flotables y sus riberas, los ríos, vertientes y arroyos que sirven de límite al territorio nacional; las caídas y nacimientos de agua de

⁴³ Constitución Política de la República de Guatemala, artículo 21. *Bienes del Estado*. p. 17.

aprovechamiento industrial, en la forma que establece la ley de la materia; y las aguas no aprovechadas por particulares.”⁴⁴

Por lo anterior, el agua de los ríos utilizada para la generación de energía eléctrica, es considerada como un bien de dominio público de uso común, del cual, todos los guatemaltecos tenemos derecho a utilizar, y por tal razón, el dominio o la propiedad de dicho bien no puede ser exclusiva de un particular o de una persona jurídica de naturaleza privada.

Actualmente, el aprovechamiento del recurso hídrico no se encuentra regulado en ninguna ley específica, no obstante, la *Constitución Política de la República de Guatemala* establece, en el artículo 127 la necesidad de contar con una ley específica en materia de aguas.

- Autorización para la instalación de centrales generadoras: es aquella otorgada por el Ministerio de Energía y Minas, MEM, mediante la cual se faculta al adjudicatario para que utilice bienes de dominio público, de conformidad con lo establecido en la Ley general de electricidad, LGE.
- Autorización temporal: es aquella solicitada al Ministerio de Energía y Minas, MEM, a través de la Dirección General de Energía, DGE, por cualquier interesado, para el estudio de obras de transporte y transformación de energía eléctrica que requieren la autorización para la realización de obras de generación que prevean la utilización de recursos hídricos o geotérmicos, cuando la potencia de la central exceda los 5 MW. El plazo máximo de dicha autorización será de un año.

⁴⁴ Código Civil. *Bienes nacionales de uso común*. p. 60.

- Autorización definitiva: es aquella solicitada al MEM a través de la DGE por cualquier interesado, para el funcionamiento de plantas de generación hidroeléctrica y geotérmica, transporte y distribución de energía. El plazo máximo de dicha autorización es de 50 años.

A continuación, se desarrollan los procedimientos específicos del sector eléctrico aplicables a los distintos tipos de proyectos de generación de energía hidroeléctrica que se pueden desarrollar, atendiendo a su capacidad de generación.

5.7. Procedimientos administrativos relacionados con la normativa del sector eléctrico

En esta categoría se clasifican los proyectos que utilizan fuentes de energía renovable. Por ello, se deben incluir las plantas micro y mini hidroeléctricas, que utilizan directamente la corriente de los ríos.

Este tipo de proyectos, por la poca capacidad de generación que tienen, no requieren la obtención de la autorización para el uso de bienes de dominio público, de conformidad con el artículo 8 de la *Ley general de electricidad*.

No obstante, sí se requiere el registro en el MEM, así como la obtención de la Autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE, para la conexión al sistema de distribución como generador distribuido renovable.

5.7.1. Registro de centrales generadoras en el Ministerio de Energía y Minas, MEM

Para este tipo de proyectos: “El MEM cuenta con un sistema de registro voluntario, que no confiere una autorización como tal. Es utilizado como un mecanismo para facilitar la gestión de los recursos renovables por parte de las instituciones del sector eléctrico.”⁴⁵ La solicitud de registro deberá presentarse ante la Dirección General de Energía, DGE, siendo los principales requisitos para su presentación, los siguientes documentos, en original y copia:

- Formulario de solicitud.
- Plano general en mapa cartográfico que delimite el área del proyecto y en el cual se especifiquen las principales obras de la central.
- Un perfil del proyecto, en el cual se describa la ubicación, accesos, hidrología básica, principales obras del proyecto, opciones de interconexión y generación mensual y anual proyectada.
- Identificación de los bienes de dominio público y privado que se utilizarán para el desarrollo de la central.

Posteriormente, la DGE emitirá una resolución aprobando el registro.

⁴⁵ OSSENBACH SAUTER, Manuel y otros. *Guía para el desarrollo de proyectos de energía renovable en Guatemala*. p. 22.

5.7.2. Autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE, para la conexión al sistema de distribución como generador distribuido renovable

La resolución CNEE 171-2008 establece el procedimiento para la solicitud de dictamen de capacidad y conexión para generador distribuido renovable. Para esta solicitud se requiere la presentación del formulario respectivo, el cual, dependiendo de la ubicación del proyecto, será uno de estos tres:

- Formulario para generador renovable Empresa Eléctrica de Guatemala, EEGSA, para los departamentos de Guatemala, Sacatepéquez y Escuintla.
- Formulario para generador renovable Distribuidora Eléctrica de Occidente, Sociedad Anónima, DEOCSA, para los departamentos de Huehuetenango, Quiché, Quetzaltenango, San Marcos, Totonicapán, Retalhuleu, Suchitepéquez, Sololá y Chimaltenango.
- Formulario para generador renovable Distribuidora Eléctrica de Oriente, Sociedad Anónima, DEORSA, para los departamentos de Petén, Alta Verapaz, Baja Verapaz, Izabal, Chiquimula, Zacapa, Jalapa, Jutiapa, Santa Rosa y El Progreso.

Posteriormente a la presentación de la solicitud, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE, emitirá una resolución, en la cual se pronunciará sobre la procedencia de la solicitud, otorgando la autorización correspondiente.

Un generador distribuido renovable, aunque en pequeña escala, contribuirá a la satisfacción de la demanda de energía al conectarse al sistema

eléctrico nacional a través de las redes de distribución de EEGSA, DEORSA o DEOCSA. Asimismo, tendrá la oportunidad, no solo de generar, sino de comercializar la energía que produzca, bajo un esquema de libre mercado.

5.8. Procedimientos administrativos relacionados con la normativa del sector eléctrico

El procedimiento que se detalla a continuación está establecido en el *Manual para el trámite de solicitudes de autorización para utilizar bienes de dominio público para la instalación de centrales generadoras, para prestar los servicios de transporte, distribución final de electricidad, autorización temporal, registro de prestación del servicio de distribución privada de electricidad y constitución de servidumbres*; aprobado por el MEM, Acuerdo Gubernativo 110-2002.

Este tipo de proyectos requerirá de autorizaciones para el uso de bienes de dominio público, por parte del Ministerio de Energía y Minas, MEM, así como gestionar ante la CNEE, la autorización para el acceso a la capacidad de transporte de conformidad con las normas de estudios de acceso al sistema de transporte, NEAST, aprobadas según resolución CNEE No. 28-98; y las normas técnicas de acceso y uso de la capacidad de transporte, NTAUCT, aprobadas según resolución CNEE No. 33-98.

5.8.1. Solicitudes de autorización que se deben gestionar ante el Ministerio de Energía y Minas, MEM

Como parte de las aprobaciones requeridas, será necesario solicitar las autorizaciones para el uso de bienes de dominio público ante el MEM, a través de la Dirección General de Energía, DGE.

Las autorizaciones para la instalación de centrales generadoras facultan al adjudicatario para que utilice bienes de dominio público, a través de una central de generación eléctrica, con capacidad máxima superior a los 5 MW.

Los requisitos y el trámite del procedimiento para la solicitud de dichas autorizaciones, se establece en el *Manual para el trámite de solicitudes de autorización para utilización de bienes de dominio público para la instalación de centrales generadoras, para prestar los servicios de transporte, distribución final de electricidad, autorización temporal, registro de prestación del servicio de distribución privada de electricidad y constitución de servidumbres* aprobado por medio del Acuerdo Gubernativo Número 110-2002.

Las autorizaciones pueden ser de carácter temporal, otorgadas por un plazo no mayor a un año, y de carácter definitivo, cuyo plazo no podrá exceder de 50 años. El tipo de autorización que se solicite, dependerá del estado del avance del proyecto.

De esta forma, si un proyecto se encuentra en la etapa inicial del desarrollo y se pretende conocer las condiciones de factibilidad y la capacidad de generación, generalmente se solicita una autorización temporal para uso de bienes de dominio público, tiempo durante el cual, se podrán llevar a cabo los estudios eléctricos iniciales.

Posteriormente, luego de la elaboración de dichos estudios y de que se haya comprobado la factibilidad del desarrollo de una central hidroeléctrica en determinado sitio, se procederá a solicitar la autorización definitiva para el uso de bienes de dominio público, la cual otorgará la concesión al solicitante.

5.8.2. Trámite de solicitudes de autorización temporal

Según el artículo 7 del *Reglamento de la ley general de electricidad*, RLGE, se podrá otorgar la autorización temporal, a solicitud de cualquier interesado, para el estudio de obras de transporte y transformación de energía eléctrica que requieren la autorización, para la realización de obras de generación que prevean la utilización de recursos hídricos o geotérmicos, cuando la potencia de la central exceda de 5 MW.

Dicha autorización permite efectuar los estudios, mediciones y sondeos de las obras en bienes de dominio público y en terrenos particulares. El plazo máximo de la autorización temporal será de un año.

5.8.2.1. Presentación de solicitudes

La solicitud para la autorización temporal para uso de bienes de dominio Público es presentada ante la Dirección General de Energía, DGE. La solicitud presentada entre otros, debe acompañar los requisitos esenciales siguientes:

- Plano general delimitando la zona de autorización solicitada.
- Especificación del tipo de estudio para el que se requiere la autorización temporal.
- Ubicación de bienes de dominio público y bienes de particulares que se utilizarán.
- Descripción de los trabajos que se ejecutarán y cómo afectarán a los bienes en que se localicen.

- Indicación del plazo por el cual se solicita la autorización temporal (no podrá exceder de un año).

5.8.2.2. Dictamen técnico

La Dirección General de Energía, DGE, podrá requerir aclaraciones o ampliaciones a los interesados, relacionadas con la documentación técnica presentada. Dicha solicitud se notificará por escrito, dando un plazo perentorio para las aclaraciones. En relación con dicho plazo perentorio, y con el objeto de garantizar los derechos del solicitante, se recomienda la fijación de un plazo mínimo para que el solicitante tenga la seguridad de contar al menos, con un mínimo de tiempo, para evacuar lo solicitado.

Es comprensible que, dependiendo de la naturaleza de lo que sea requerido, así será el tiempo necesario para la aclaración; razón por la cual se hace difícil determinar un plazo fijo aplicable a todos los casos. Sin embargo, como se sugiere anteriormente, debe haber, como mínimo un período de tiempo que medie entre el requerimiento y el vencimiento del plazo otorgado para evacuar con lo requerido.

Si no hubiera ninguna solicitud de ampliación o aclaración, el Departamento de Electricidad de la DGE elaborará el dictamen técnico correspondiente, en el cual incluirá: a) pronunciamiento sobre la procedencia o no de la solicitud, con base en el análisis técnico realizado; y b) en caso no procediera la solicitud, se deberá hacer un pronunciamiento razonado sobre la existencia de los problemas técnicos por los cuales ésta se descalificó

5.8.2.3. Dictamen legal

El Departamento de Asesoría Jurídica de la DGE, previo a emitir su dictamen, podrá solicitar directamente a la DGE, que se requiera al interesado la documentación o información que estime pertinente, conforme a derecho. Una vez presentada, el expediente será devuelto al Departamento de Asesoría Jurídica para que opine, en definitiva, debiéndose remitir el dictamen respectivo a la Procuraduría General de la Nación, PGN, para la aprobación de Ley.

5.8.2.4. Acuerdo ministerial

Con base en los dictámenes, el Ministerio de Energía y Minas, MEM, emitirá el acuerdo respectivo, sobre si procede la autorización. En caso contrario, se emitirá la resolución ministerial que deniega la solicitud, notificándole en ambos casos al interesado.

5.8.3. Aprobación de estudios eléctricos conforme las normas de estudios de acceso al sistema de transporte, NEAST, ante la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE

EL MEM, como parte de los requisitos necesarios para la presentación de la solicitud para las autorizaciones de uso de bienes de dominio público, requiere la presentación de los estudios eléctricos por parte de la CNEE, de conformidad con las normas NEAST de la CNEE, las cuales están contenidas en la resolución CNEE 28-98.

Los estudios eléctricos deben indicar el impacto eléctrico que tendrá el proyecto que se desea construir, en el sistema nacional interconectado, de

conformidad con la estimación que, para el efecto, se tenga de la capacidad de generación que tendrá el proyecto.

De conformidad con lo establecido en las NEAST, se pudo establecer que éstas son útiles para garantizar que nuevas instalaciones que requieran de autorización definitiva, no provoquen distorsiones que menoscaben la calidad del servicio eléctrico al usuario final.

La información esencial que se debe adjuntar a la solicitud, es la siguiente:

- Descripción de las características técnicas de las instalaciones del generador o usuario y las de vinculación con el sistema de transporte de energía eléctrica, STEE.
- Fecha en la que se prevé poner en servicio sus nuevas instalaciones.
- Demanda o generación que prevé serán intercambiadas en el punto de conexión.
- Estudios del efecto de su conexión sobre el sistema de transporte de acuerdo a lo especificado en las NEAST.

Según el artículo 4 de la Resolución CNEE 28-98, los estudios eléctricos deberán mostrar el impacto resultante de las instalaciones propuestas y de los equipos adicionales requeridos de transformación, maniobra, control y medición sobre el sistema de transmisión existente y sus parámetros eléctricos.

Si la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE, considera que se cumplen los requisitos formales, remitirá copia de los estudios al Administrador

del Mercado Mayorista (AMM) y al transportista involucrado. Los estudios serán analizados por dichas entidades, quienes emitirán sus opiniones. Posteriormente, emitirán el dictamen técnico correspondiente y se notificará al interesado la resolución correspondiente.

5.8.4. Normativa ambiental

En un proyecto hidroeléctrico, como se ha indicado anteriormente, la fuente renovable que se utilizará para la generación de la energía es el agua. De esa cuenta, el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales –MARN-, debe buscar la máxima protección de dicho recurso, así como la menor afectación para el ambiente.

Para ello, la *Ley de protección y mejoramiento del medio ambiente*, faculta al MARN para ser la entidad encargada de la aprobación de los Estudios de evaluación del impacto ambiental, EEIA. Dichos estudios, debidamente aprobados por el MARN, y el Consejo Nacional de Áreas Protegidas, CONAP, si el proyecto se encontrara dentro de un área protegida, deben ser presentados también ante el Ministerio de Energía y Minas, MEM, a través de la Dirección General de Energía, DGE, para la solicitud de autorización para uso de bienes de dominio público.

5.8.5. Trámite de solicitudes de autorización definitiva ante la Dirección General de Energía, DGE

El MEM es la entidad competente para el otorgamiento de la autorización para el uso de bienes de dominio público. En el caso de las centrales hidroeléctricas, al utilizar el recurso hídrico, se requiere contar con la autorización en mención.

Dicha autorización es otorgada mediante acuerdo ministerial, y su plazo no puede exceder de 50 años. Según el artículo 13 de la *Ley general de electricidad*, LGE, la autorización no tiene carácter de exclusividad, de tal manera que terceros podrán competir con el adjudicatario en el mismo servicio.

5.8.5.1. Presentación de solicitud

Las solicitudes de autorización definitiva para utilización de bienes de dominio público, deben presentarse ante la Dirección General de Energía, DGE, presentando un mapa de localización de los bienes sobre los cuales se solicita la autorización definitiva, y una plica completamente sellada que debe contener:

- Datos generales del proyecto.
- Estudio hidrológico.
- Descripción de las características técnicas del embalse, si aplica.
- Descripción de las obras de derivación.
- Evaluación del recurso, que incluya una estimación anual del factor de planta de la central, producción de energía a nivel anual y mensual.
- Plano que identifique la cuenca hidrológica de la central.
- Planos de planta y perfil acotados de la central, desde el embalse o toma de aguas hasta el desfogue de aguas.
- Diagramas de la casa de máquinas de la central.

- Calendario de ejecución de obras (según lo establecido en el artículo 4, literal d) del *Reglamento de la ley general de electricidad*, RLGE. Dicho calendario deberá incluir información sobre: i) plazos de suscripción de los contratos para la construcción, operación y mantenimiento, así como los contratos de compraventa de energía y/o potencia; ii) programa de ejecución de las obras e instalaciones necesarias; iii) inicio de las operaciones comerciales del proyecto.

- Presupuesto del proyecto (según lo establecido en el artículo 4, literal e) del RLGE). En este apartado se incluirán: i) costo y financiamiento del proyecto; ii) costo estimado de la construcción del proyecto; iii) costo estimado de los predios necesarios y derechos para explotar recursos naturales; iv) Identificación de cualquier financiamiento que fuera necesario obtener de terceras personas para desarrollar el proyecto y los compromisos.

- Especificación de los bienes de dominio público y particulares que se utilizarán, según el artículo 4, inciso g) del RLGE). En este apartado, el proponente deberá, no sólo individualizar los bienes que utilizará, sino también indicar aquellos bienes con cuyos propietarios no ha llegado a un acuerdo directo de compra o servidumbre. El proponente deberá indicar la dirección o el lugar en donde pueden ser notificados en forma personal tales propietarios o sus representantes legales. El proponente deberá acompañar:
 - Copias legalizadas de las certificaciones del Registro de la Propiedad de los bienes propiedad del solicitante.

- Testimonios de las escrituras de constitución de servidumbre suscritas con los propietarios o los acuerdos firmados por ambos.
- Planos de registro de los predios en que se detallen las servidumbres requeridas, identificación del área y tipo de servidumbres en los que el solicitante no ha llegado a un acuerdo directo de compra o de servidumbre.
- Plano general que muestre todos los predios a utilizar.
- Estudio de evaluación del impacto ambiental, EEIA, aprobado por el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, MARN, y la respectiva resolución.
- Estudios eléctricos del impacto sobre el sistema de transmisión, de conformidad con lo establecido en las normas de estudios de acceso al sistema de transporte, NEAST, de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE.
- Planes de seguridad, de conformidad con el artículo 4, literal j) del *Reglamento de la ley general de electricidad* (RLGE). Adicional a los planes, se deberá acompañar la Resolución de Aprobación emitida por la CNEE o declaración jurada en la cual conste el conocimiento y cumplimiento de las normas que sobre el particular emita la CNEE y de otras Leyes o disposiciones relacionadas.
- Planes de exploración, desarrollo y explotación del recurso.

- Reglas de manejo del agua que el solicitante utilizará durante la operación de la central.
- Evaluación económica-financiera del proyecto.
- Organización administrativa y experiencia del solicitante, sea persona individual o jurídica, incluyendo la descripción de los proyectos similares operados, la participación en cada proyecto, etc.

Posteriormente, a la evaluación de los puntos anteriores, la Dirección General de Energía, DGE, recibirá para su trámite la solicitud, indicando la fecha y hora de recepción.

Como parte de la investigación, se pudo establecer que toda la documentación debe presentarse en plica, debido a que esto genera seguridad para el solicitante, de que absolutamente toda la información requerida se ha acompañado y esta se encontrará completa al momento de la apertura pública de plicas. Así también, genera confidencialidad de la información ahí presentada, pues de acuerdo al procedimiento, como se verá más adelante, se garantiza al solicitante que nadie podrá tener acceso a dicha información sino hasta en el acto de apertura de plicas.

Es importante también la presentación de la información en plica, debido a que, en caso se presentara alguna solicitud concurrente sobre un proyecto ubicado exactamente en el mismo lugar, el primer solicitante debe tener la seguridad de que nadie, ya sea dentro del ministerio, o algún interesado en la explotación de la misma área, va a tener acceso a la información.

Si no se presentara la plica, podría darse la filtración de información en cuanto a los proyectos presentados, y, en consecuencia, que los segundos o terceros en presentar su documentación, varíen las particularidades de construcción, impacto en el medio ambiente, etc., aunque sea en forma mínima, con el objeto de hacerlas parecer más favorables, y por ende, que la Dirección General de Energía, DGE, los prefiera sobre otras solicitudes y les otorgue la concesión.

Por último, la presentación de la información en plica es importante para que no se conozcan las particularidades de cada proyecto, dentro del propio Ministerio de Energía y Minas, MEM, quienes, en el caso de que haya más solicitudes sobre la misma área, deberán elaborar los términos de referencia respectivos, de la forma más objetiva y transparente posible.

5.8.5.2. Remisión al departamento de electricidad

Al día siguiente de recepción de la solicitud, la DGE debe remitir al Departamento de Electricidad del MEM, el original y la copia del expediente. El Departamento de Electricidad verificará, principalmente, que el bien o bienes objeto de la solicitud no hayan sido otorgados con anterioridad a otro solicitante. Para el efecto, deberán llevar a cabo la revisión en el Registro de Autorizaciones Definitivas.

Este registro tiene como función, la de dar publicidad a las autorizaciones de carácter definitivo y temporal, otorgadas por el MEM. Asimismo, tiene por objeto garantizar a aquellos a quienes ya ha sido otorgada una autorización, que su derecho va a ser respetado frente a terceros.

No obstante, lo anterior, es de hacer notar, que la autorización otorgada, no tiene carácter de exclusividad, según lo establecido en el artículo 13 de la *Ley general de electricidad*, LGE; por ende, los terceros que estén interesados en la explotación del recurso hídrico de esa zona para construir una central hidroeléctrica, pueden competir con el adjudicatario en el mismo servicio.

La norma anterior se contradice por lo establecido en el artículo 15 del *Reglamento de la ley general de electricidad*, RLGE, en el cual se indica que “una vez concedida la autorización, la misma tendrá carácter de exclusivo”. Con lo anterior, se crea duda en cuanto a cómo opera el derecho de exclusividad que tiene un adjudicatario, sobre la utilización del bien de dominio público, y la naturaleza de la función del Registro de Autorizaciones Definitivas.

El Departamento de Electricidad está facultado para solicitar las respectivas aclaraciones o ampliaciones al interesado, relacionadas con las generalidades de la solicitud, con el objeto de aclarar cualquier duda sobre éstas.

Si el interesado se negare a aclarar o ampliar la información, o simplemente no lo hiciera, la solicitud no será admitida. En este caso, deberá notificarlo al solicitante en un plazo máximo de tres días.

Luego de haber efectuado la revisión en el Registro de Autorizaciones Definitivas, el Departamento de Electricidad elaborará el dictamen de revisión inicial de la solicitud, el cual contendrá el pronunciamiento sobre la procedencia o no de la solicitud.

Posteriormente remitirá el expediente de vuelta a la Dirección General de Energía, DGE.

5.8.5.3. Publicación

La DGE, con base en el dictamen de revisión inicial de la solicitud, resolverá la procedencia de la solicitud. Posteriormente, realizará una publicación de ley de las generalidades de la solicitud, por única vez y a costa del solicitante. La publicación se hará en el Diario de Centroamérica y en otro de mayor circulación.

Dicha publicación es efectuada con el objeto de que cualquier interesado, ya sea una persona individual o jurídica, pueda:

- **Objetar la solicitud.**
- **Presentar una solicitud de autorización definitiva concurrente sobre el mismo proyecto. En este caso, por tratarse de la autorización para el uso de bienes de dominio público, no se aplica el principio de temporalidad, es decir, “primero en tiempo, primero en derecho, ni se da preeminencia al solicitante que haya iniciado el trámite previamente ante cualquier autoridad.**

Realmente, por la naturaleza de los bienes de que se trata, es interés del Estado velar, por medio del Ministerio de Energía y Minas, MEM, y del Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, MARN, por el correcto uso que el particular le dará a los bienes, y que cumplirá con todos los requisitos establecidos en la normativa del sector eléctrico, y normativa ambiental para poder disfrutarlo. Por ello, es que estas condiciones deben prevalecer sobre el principio de temporalidad, y el hecho de que se hayan presentado solicitudes con anterioridad. De esta forma, prevalecerán aquellos proyectos en los cuales, de acuerdo a sus especificaciones, diseño, aprovechamiento del agua, impacto

al medio ambiente, se demuestre la mejor forma de uso de los bienes de dominio público.

La publicación deberá hacerse por única vez, sin embargo, más adelante, en el artículo 10 del mismo manual, se indica: “La Dirección General de Energía recibirá durante los ocho días siguientes a la última publicación, las manifestaciones de objeción y de interés.”⁴⁶

El manual crea una duda en cuanto a su aplicación, creando confusión sobre si la publicación debe hacerse más de una vez, sin embargo, en la práctica, ésta se hace una sola vez. Por ello, a partir de la realización de ésta, la Dirección General de Energía, DGE, podrá recibir, dentro de los 8 días siguientes, las manifestaciones de objeción y de interés que se presenten sobre la solicitud.

Las oposiciones presentadas serán analizadas en el momento de resolverse la solicitud planteada, conforme el procedimiento que contempla la *Ley general de electricidad*, LGE, y el manual.

Según se pudo establecer durante la investigación, generalmente las objeciones que se presentan podrían darse por alguna o algunas de las siguientes razones:

- Oposición por parte de otra hidroeléctrica que utiliza agua del mismo río, a diferente altura.

⁴⁶ Dirección general de energía. <http://www.mem.gob.gt/energia/direccion-general-de-energia/>. Consulta: 29 de julio de 2018.

- Comunidades vecinas que puedan estar en contra del desarrollo del Proyecto.
- Interés simultáneo de varios particulares en la explotación de la misma área.

5.8.5.4. Términos de referencia

La elaboración de los términos de referencia es efectuada de conformidad con el *Reglamento de la ley general de electricidad*, RLGE. En su artículo 15, se establece que para el caso en que se presenten varios interesados para solicitar la autorización definitiva para la construcción de una central hidroeléctrica, se utilizarán los términos de referencia que elaborará el Ministerio de Energía y Minas, MEM, en este caso, por medio de la Dirección General de Energía, DGE.

La DGE, por lo tanto, elaborará los términos de referencia, con base en diferentes criterios y tomando en cuenta diversos aspectos, los cuales, no se encuentran específicamente establecidos en algún manual, reglamento o ley.

Luego de planteada la propuesta de términos de referencia por la DGE, a través del Departamento de Electricidad, el MEM considerará su aprobación o no. Si el MEM considera que los términos de referencia no satisfacen los requisitos, los devolverá al Departamento de Electricidad para que se modifiquen como corresponda, indicando las reformas sugeridas. Por otra parte, si el MEM considera que se llenan los requisitos, los aprobará sin más trámite.

No obstante, los términos de referencia para el concurso, son en principio elaborados por la Dirección General de Energía, DGE, y posteriormente

aprobados por el Ministerio de Energía y Minas, MEM, no existen tampoco parámetros fijos que establezcan cuáles serán los aspectos a evaluar, qué aspectos tendrán mayor valoración dentro del concurso, entre otros.

Es posible que, luego de la elaboración de los términos de referencia por parte del Departamento de Electricidad, cualquiera de los solicitantes considere que estos vulneran sus derechos reconocidos en la ley, tomando en cuenta la situación de incertidumbre que existe durante su elaboración y aprobación.

Ante esta situación, el proponente tiene el derecho de accionar legalmente, buscando la protección a su derecho de igualdad, principalmente. El medio que el proponente podrá utilizar, consistirá inicialmente en la interposición del recurso administrativo de reposición.

Lo anterior se considera, debido a que el artículo 13 del manual establece que el MEM considerará la aprobación de las propuestas de términos de referencia realizada por la DGE. Por lo tanto, no obstante, la DGE se encargó de la elaboración de los términos de referencia, es el MEM quien finalmente los aprueba. Por lo anterior, se considera que el recurso debe interponerse contra el MEM. Para complementar lo antes indicado, la *Ley de lo contencioso administrativo*, Decreto 119-96 del Congreso de la República, establece que el recurso de reposición procederá contra las resoluciones dictadas por los ministerios.

Los términos de referencia deberán adaptarse al tipo de autorización que se solicita, según lo establecido en el título II, capítulos II, III y IV del *Reglamento de la ley general de electricidad*, RLGE.

Algunos de los aspectos a evaluar, como parte de los términos de referencia, podrán ser:

- Seguridad de las instalaciones.
- Diseño de la central, de manera que permita la mejor utilización y aprovechamiento del recurso hídrico.
- Aprobación previa del estudio de la evaluación del impacto ambiental, EEIA, y la capacidad de realización de las medidas de mitigación correspondientes.
- La demostración de la propiedad de las tierras en las cuales se desarrollará el proyecto, o la previa negociación para el otorgamiento de servidumbres o usufructos.
- El correcto desarrollo de los planes de emergencia establecidos por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE, en las normas de seguridad de presas.

Se considera que la elaboración de los términos de referencia correspondientes ha de efectuarse conforme a la mayor objetividad, legalidad y transparencia, buscando el respeto a la ley y la prevalencia del interés general sobre el interés particular.

No obstante que la documentación solicitada por el Ministerio de Energía y Minas, MEM, es presentada en plica, de manera que se garantiza la confidencialidad de la información hasta el momento del acto público de apertura de plicas, deberían existir parámetros claros y previamente

establecidos sobre cuáles serán los principales aspectos a evaluar y la ponderación y calificación que se le dará a cada aspecto.

Por ejemplo, resulta obvio pensar que se dará mayor calificación a aquel solicitante que demuestre que tiene propiedad sobre las tierras en las que desea construir el proyecto, y menor calificación al solicitante cuya situación respecto a la tenencia de las tierras sea incierta, y ni siquiera tenga negociadas las servidumbres respectivas.

Por obvio que ello resulte, esto no se encuentra establecido en ninguna norma, creando incerteza jurídica para los concursantes, quienes no tienen idea de qué aspectos serán aquellos a los que el Ministerio de Energía y Minas, MEM, dará mayor importancia, y a cuáles deben prestar más atención para la presentación de sus solicitudes.

Se entiende perfectamente que las circunstancias de cada proyecto podrán variar, y que por ello, no se pueden aplicar uniformemente los términos de referencia a cada situación particular. Sin embargo, como se explica anteriormente, sí es necesario fijar parámetros claros sobre aspectos generales que se evaluarán en el concurso, y la importancia que se dará a cada aspecto.

5.8.5.5. Acto público de apertura de plicas

El plazo para recibir solicitudes de autorización definitiva concurrentes, será de 30 días contados a partir de la fecha de la última publicación de las generalidades objeto de la solicitud. Concluido el plazo de 30 días, se procederá al acto público de apertura de plicas, el cual deberá celebrarse dentro de los 15 días siguientes, levantando el acta correspondiente.

Es de notar que el artículo 14 del manual hace referencia a la última publicación, creando nuevamente confusión sobre este procedimiento. No obstante, lo anterior, la publicación se hace una sola vez, como indicado anteriormente.

5.8.5.6. Análisis de la documentación

Luego de la celebración del acto público, la Dirección General de Energía, DGE, remitirá el expediente al Departamento de Electricidad, al día siguiente de la apertura de plicas, para que elabore el análisis técnico de la documentación contenida en la solicitud o solicitudes, de acuerdo a lo establecido en la *Ley general de electricidad*, LGE, y los términos de referencia, en el caso de la existencia de solicitudes concurrentes.

El Departamento de Electricidad tendrá un plazo máximo de 20 días para rendir el análisis técnico.

El Departamento de Electricidad debe efectuar una visita técnica de campo al área en la cual se pretende construir la central hidroeléctrica, con el fin de constatar que, como mínimo, se cumple con lo siguiente:

- Si en el tramo del río solicitado no existen otras centrales hidroeléctricas o instalaciones que se puedan ver afectadas por la construcción que se pretende.
- La altura sobre el nivel del mar de los sitios en donde estará localizado el embalse y el desfogue de aguas, y si esta es la misma que se indicó en la documentación presentada en la plica.

La visita se debe hacer en compañía del solicitante, o de un representante que tenga amplio conocimiento sobre las características más importantes del proyecto. El solicitante debe proporcionar el equipo adecuado para constatar dentro de un margen razonable, las alturas indicadas.

Luego de la visita realizada, el Departamento de Electricidad aún podrá requerir aclaraciones o ampliaciones a los interesados, que estén relacionadas con la documentación técnica presentada, con el fin de clarificar las dudas que pudieran surgir. Para el efecto, será necesario notificar al solicitante por escrito, señalando un plazo perentorio para las aclaraciones pertinentes.

Este plazo perentorio a que hace referencia el artículo 16 del manual, no está fijado en la ley y el tiempo por el cual se fije queda a discreción de la Dirección General de Energía, DGE. Se considera que la fijación del plazo se ha dejado al arbitrio de la DGE, por las distintas consideraciones que ésta podría hacer al solicitar determinada información, ya que el tiempo necesario puede variar dependiendo de qué se esté solicitando.

No obstante, debería señalarse un mínimo de tiempo, el cual la DGE debería observar en la fijación del plazo, de manera que haya más seguridad para el solicitante, y se garantice que en caso se requiera más información, tendrá por lo menos un tiempo mínimo permitido para la respuesta a la DGE.

5.8.5.7. Dictamen técnico

Por último, y luego de haber ampliado la información respecto a la documentación técnica si hubiera surgido alguna duda, el Departamento de Electricidad elaborará un dictamen técnico de solicitudes, en el cual se indicará:

- Pronunciamento razonado sobre la existencia de problemas técnicos que descalifiquen a la solicitud o solicitudes.
- Pronunciamento sobre la procedencia o no de la(s) solicitud(es) con base en el dictamen técnico realizado.
- Descripción de las actuaciones realizadas.

Si se hubiera dado el concurso por la concurrencia de dos o más solicitudes, el pronunciamento sobre la procedencia de ésta(s) se hará en base a los términos de referencia. El dictamen favorable será adicionado al expediente respectivo y remitido a la Dirección General de Energía, DGE, para su revisión y aprobación.

Finalmente, dentro de un plazo de 2 días de recibido el dictamen técnico por parte del Departamento de Electricidad, la DGE resolverá si aprueba el dictamen técnico o si procede el rechazo técnico de las solicitudes, y esto será notificado a los interesados.

Es de notar que el Departamento de Electricidad, verdaderamente no se pronuncia sobre la procedencia de la o las solicitudes, sino más bien, rinde un dictamen técnico que es de gran utilidad para la DGE para determinar la procedencia de cada autorización.

El dictamen es trasladado a la DGE para su revisión y aprobación, y es ésta quien, mediante una resolución, resuelve su procedencia. Por lo anterior, si se diera el caso en que se requiriera interponer un recurso administrativo derivado de la procedencia de la solicitud, se considera que la resolución

impugnable es la emitida por la DGE y no el dictamen emitido por el Departamento de Electricidad.

5.8.5.8. Dictamen legal

Luego de aprobado el dictamen técnico rendido por el Departamento de Electricidad, la Dirección General de Energía, DGE, lo remitirá al Departamento de Asesoría Jurídica, por conducto de la Administración General del Ministerio de Energía y Minas, MEM, todo ello dentro del plazo de 10 días.

La Administración General del MEM, dentro de un plazo máximo de 2 días de la recepción de la solicitud, remitirá el expediente al Departamento de Asesoría Jurídica del MEM, para que éste emita el dictamen legal que corresponda.

Así como el Departamento de Electricidad se ha encargado de emitir su dictamen técnico sobre las particularidades del proyecto, el Departamento de Asesoría Jurídica debe también emitir su dictamen legal, en el cual se pronunciará, entre otros aspectos, sobre a) el cumplimiento de los requisitos establecidos por la *Ley general de electricidad*, LGE, el *Reglamento de la ley general de electricidad*, RLGE, y el manual, auxiliados del dictamen técnico; b) análisis sobre la propiedad de las tierras en las cuales se pretende construir el proyecto, o la legalidad de las promesas o acuerdos existentes entre los propietarios de éstas y el solicitante; y c) la correcta aprobación del estudio de evaluación del impacto ambiental, EEIA, por parte del Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, MARN.

El dictamen deberá emitirse dentro de un plazo máximo de 5 días. Posteriormente, este será trasladado, junto con todo el expediente, a la

Procuraduría General de la Nación, PGN, para la aprobación que por ley le corresponde.

El Departamento de Asesoría Jurídica, previo a opinar, podrá solicitar a la Administración General del Ministerio de Energía y Minas, MEM, se requiera al solicitante la documentación o información legal que a su criterio sea pertinente, para lo cual se le concederá al interesado un plazo prudencial. Nótese una vez más, que nuevamente se hace referencia a plazos prudenciales, fijados en este caso, por el Departamento de Asesoría Jurídica. Es necesario establecer como mínimo, un tiempo determinado que esté definido en alguna norma, con el objeto de garantizar al solicitante que cualquiera que sea la solicitud, tendrá como mínimo un plazo determinado para la presentación de lo solicitado.

Una vez presentada la documentación, se devolverá el expediente al Departamento de Asesoría Jurídica para el dictamen definitivo.

5.8.5.9. Acuerdo Ministerial

La Dirección General de Energía, DGE, con base en los dictámenes técnico y legal de solicitud, en un plazo de 3 días, elaborará un proyecto de acuerdo ministerial. Dicho acuerdo es la comunicación en la cual se publica la procedencia de la solicitud. El acuerdo ministerial será remitido a la Administración General del Ministerio de Energía y Minas, MEM, para su trámite ante el ministro.

Luego de que el acuerdo haya sido firmado por el ministro, lo cual, según la *Ley general de electricidad*, LGE, debe llevarse a cabo dentro de los 9 días posteriores a su recepción, se procederá a su publicación, debidamente

firmado, en el *Diario de Centroamérica*. En dicho acuerdo se incluirá la siguiente información:

- Derechos y obligaciones de las partes
- Condiciones
- Plazos de inicio y terminación de las obras
- Servidumbres que deban establecerse
- Sanciones
- Causas de terminación del contrato
- Demás disposiciones de la LGE y su reglamento

5.8.5.10. Otorgamiento de contrato

Luego de la publicación del acuerdo ministerial, la Dirección General de Energía, DGE, dentro de un plazo máximo de 10 días contados a partir de la fecha de publicación del acuerdo ministerial de autorización, elaborará la minuta del contrato que se suscribirá entre el Ministerio de Energía y Minas, MEM, y el solicitante.

El contrato se otorga en escritura pública, y es objeto de inscripción en el Registro General de la Propiedad. El notario que autoriza dicho instrumento público, es el escribano de Gobierno.

La Dirección General de Energía, DGE remitirá la minuta junto con sus antecedentes al Departamento de Asesoría Jurídica, para su análisis y opinión, quien en un plazo máximo de 5 días, lo trasladará a la administración para el trámite subsiguiente.

Sin exceder del plazo de 30 días posteriores a la fecha de la publicación del acuerdo ministerial, la Administración General del MEM solicitará la presencia del adjudicatario para la suscripción del contrato ante el ministro.

Finalmente, la Administración General del MEM trasladará el expediente a la DGE para su registro y archivo correspondiente. Si por alguna causa, imputable al adjudicatario, no fuera factible elaborar el contrato, o éste no se elaborará en el tiempo establecido, se levantará el acta respectiva, la cual se deberá adicionar al expediente y se remitirá a la DGE para su archivo.

5.8.6. Solicitud de licencia de construcción ante las municipalidades

Como se indicó anteriormente, corresponde al municipio, derivado de la autonomía municipal que le reconoce la *Constitución Política de la República de Guatemala*, entre otras facultades, la de ejercer el ordenamiento territorial de su jurisdicción y de emitir sus propias ordenanzas y reglamentos.

Derivado de estas funciones, de conformidad con la sentencia de la Corte de Constitucionalidad contenida en el expediente número 794-2007 de fecha 6 de noviembre de 2007, se reconoce a las municipalidades la facultad que tienen de solicitar el pago por emisión de licencias de construcción de obras que se encuentren ubicadas dentro de su territorio. Asimismo, están facultadas para fijar tasas sobre aspectos o atribuciones que sean como consecuencia de la prestación de servicios públicos.

Según la sentencia citada, la atribución de velar por el ordenamiento territorial de su circunscripción municipal, es una atribución propia de cada municipalidad. En consecuencia, el interesado en la construcción de un

proyecto hidroeléctrico, luego de obtener la autorización para el uso de bienes de dominio público, deberá solicitar ante la municipalidad o municipalidades en donde se desea construir el proyecto, la emisión de la licencia de construcción respectiva.

No obstante, la municipalidad tiene autonomía reconocida por la *Constitución Política de la República de Guatemala*, y por lo tanto, puede emitir sus propios reglamentos y ordenanzas, estos deberán ser de aplicación general. No se puede pretender que se emitan y apliquen reglamentos creados especialmente para el caso de los solicitantes de la licencia de construcción para centrales hidroeléctricas, pues se estaría violando el derecho constitucional de igualdad ante la ley. Los reglamentos y ordenanzas emitidos por cada municipalidad, deberán ser aplicables a todos los habitantes del municipio por igual.

5.8.7. Normas de seguridad de presas

Las normas de seguridad de presas constituyen una serie de aspectos que los constructores de las presas deben prever, relacionadas con el diseño, auscultación, y operación de las presas, así como las medidas de seguridad operativa y planes de emergencia que resulten necesarios.

Como parte de los requisitos, se establece que el dueño de la presa deberá asegurar que haya un programa de seguridad de la presa, el cual incluya: inspecciones y examen de la seguridad de la presa; operación, mantenimiento, vigilancia y preparación para emergencias. La entidad responsable de fiscalizar el cumplimiento de las Normas es la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE.

5.8.8. Procedimiento para el trámite de constitución de servidumbres

Durante la construcción de un proyecto hidroeléctrico, puede darse la necesidad de constituir varias servidumbres para caminos de acceso. Estas servidumbres son constituidas de acuerdo conforme las normas del *Código Civil*.

Adicionalmente, puede requerirse la constitución de servidumbres para la instalación de líneas de transmisión, las cuales transportarán la energía generada en la central hidroeléctrica. El artículo 797 del *Código Civil*, establece que las servidumbres provenientes de la conducción de energía eléctrica para las poblaciones y el paso de vehículos aéreos, se registrarán por las leyes especiales.

La *Ley general de electricidad*, LGE, regula el procedimiento para la solicitud de servidumbres. En todos los casos se debe pagar una indemnización al propietario de la finca afectada. Las servidumbres de conducción de energía eléctrica, pueden constituirse de forma voluntaria de conformidad con las condiciones que establezcan las partes, excepto cuando se constituyen a favor de una entidad de distribución de energía eléctrica, en cuyo caso no se puede acordar un mejor precio en la tarifa de la energía eléctrica.

Cuando se detecta la necesidad de la constitución de una servidumbre por parte del adjudicatario, éste podrá solicitar ante la Dirección General de Energía, DGE, su constitución, con base en los estudios técnicos presentados. Estas servidumbres tendrán el carácter de forzosas, y su otorgamiento será solicitado a los propietarios de los bienes, por medio del Ministerio de Energía y Minas, MEM.

La Dirección General de Energía –DGE- notificará al propietario la necesidad de constituir la servidumbre, indicando el valor de la indemnización que el adjudicatario pagará. La notificación se hará a través de la municipalidad, o en forma personal, conforme lo establece el *Reglamento de la ley general de electricidad*, RLGE.

De conformidad con lo que establece la ley, deben distinguirse las siguientes variantes que se pueden presentar para la constitución de este tipo de servidumbres:

- Que el dueño del predio esté de acuerdo con la constitución de la servidumbre, en cuyo caso el interesado únicamente deberá indemnizar al propietario de acuerdo con el monto pactado por ambos, tal como se indicó anteriormente.

En este caso, se procederá a otorgar la escritura constitutiva de la servidumbre, previo pago de la indemnización por parte del adjudicatario. Posteriormente, éste notificará al Ministerio de Energía y Minas (MEM), para su registro y archivo, que ha sido constituida la servidumbre, adjuntando copia legalizada de la escritura en que ésta se constituyó y comprobante del pago respectivo.

- Que el dueño del predio sí esté de acuerdo con la constitución de la servidumbre, mas no con el monto de indemnización que se le está ofreciendo.

En este caso, debe consignarse en acta notarial, que, no obstante, se ha acordado la constitución de la servidumbre, no se ha llegado a un acuerdo sobre el monto de la indemnización que se pagará al propietario.

Con ello, cualquiera de las partes podrá acudir ante un Juez de Primera Instancia Civil, del lugar en donde se encuentra ubicado el inmueble, para que mediante el trámite de los incidentes, resuelva en definitiva.

Si dicho acuerdo, definitivamente no fuera posible, entonces se seguirá el trámite indicado en la *Ley general de electricidad*, LGE, que establece que el juez, luego de resolver que la servidumbre es de utilidad pública, así como el monto de la indemnización a pagar, lo notificará a las partes.

Luego de que el adjudicatario haya pagado el monto de la indemnización, el Juez elaborará la escritura pública y el propietario otorgará la escritura de constitución de servidumbre a favor del Adjudicatario, bajo el apercibimiento de otorgarla de oficio. El adjudicatario presentará a la Dirección General de Energía, DGE, el testimonio de la escritura para que a su costa se proceda a su inscripción en el Registro General de la Propiedad competente. Posteriormente se procederá a su registro y archivo correspondiente.

- Que el dueño del predio no esté de acuerdo ni con la constitución de la servidumbre, ni con el monto de indemnización que le está siendo ofrecido.

Si hubiera desacuerdo entre el propietario y el adjudicatario, éste presentará acta notarial, junto con la solicitud a la DGE, solicitando se declare la procedencia de la servidumbre de utilidad pública, quien procederá a correr las audiencias a que se refiere el artículo 40 de la LGE. Posteriormente, trasladará el expediente al Departamento de Asesoría Jurídica del Ministerio de Energía y Minas, para que dentro de un plazo de 5 días emita pronunciamiento, debiéndose remitir el expediente posteriormente a la Administración General del MEM para que este resuelva.

Si se dictamina procedente, la Asesoría Legal de la Dirección General de Energía, DGE, preparará un proyecto de certificación de constitución de servidumbre, declarándola de utilidad pública, la que deberá contar con el visto bueno del Departamento de Asesoría Jurídica del MEM. En caso contrario, la DGE notificará al adjudicatario para que busque otra alternativa que sirva como servidumbre.

La Dirección General de Energía, DGE, con la certificación debidamente firmada por el Ministro, notificará al Adjudicatario, quien deberá presentarse con ésta ante el Juez de Primera Instancia del Ramo Civil, quien resolverá en definitiva. En adelante, se debe seguir lo establecido en la LGE, respecto a que el juez deberá resolver el asunto mediante el trámite de los incidentes.

Se considera que el procedimiento de los incidentes establecido en la *Ley del organismo judicial*, es muy corto para conocer este tipo de situaciones. Una forma de resolver esta situación, es que los jueces, en el uso de sus facultades, convoquen a una junta conciliatoria entre las partes, para lograr un acuerdo para ambas partes y evitar así, el trámite de los incidentes.

5.8.9. Autorización para el acceso a la capacidad de transporte

El Sistema de transporte de energía eléctrica, STEE, es la actividad, sujeta a autorización que tiene por objeto vincular eléctricamente a los generadores con los distribuidores o grandes usuarios, y puntos de interconexión con los sistemas eléctricos de países vecinos, utilizando instalaciones propiedad de transportistas u otros agentes del mercado mayorista.

El *Reglamento de la ley general de electricidad*, RLGE, en el artículo 48, establece que toda solicitud de acceso a la capacidad de transporte, presentada ante la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE, deberá cumplir con las normas técnicas de acceso y uso de la capacidad de transporte, NTAUCT.

De conformidad con la Resolución CNEE 33-98, que aprobó las normas NTAUCT; todos los nuevos usuarios del sistema de transporte de energía eléctrica, STEE, que requieran el acceso a la capacidad de transporte existente, deberán presentar su respectiva solicitud a la CNEE. Asimismo, deberán presentar su solicitud aquellos que necesiten ampliar sus instalaciones existentes, ya sea con generación, nuevas líneas o subestaciones. La solicitud debe contener:

- Datos generales del proyecto: domicilio, lugar para recibir notificaciones, nombre del proyecto, ubicación, coordenadas y dirección, contactos, empresa que realizó los estudios eléctricos.
- Descripción de las características técnicas de las instalaciones del Generador o Usuario y las de vinculación con el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica.
- Fecha en la que se prevé poner en servicio sus nuevas instalaciones.
- Demanda o generación que prevé serán intercambiadas en el punto de conexión.
- Constancia de la presentación ante el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, MARN, de los Instrumentos de evaluación ambiental requeridos.

- Estudios del efecto de su conexión sobre el sistema de transporte de acuerdo a lo establecido en las normas técnicas de acceso y uso de la capacidad de transporte, NTAUCT. Estas pruebas son realizadas por medio de un software especial que hace simulaciones del impacto del proyecto, en la red eléctrica.

De conformidad con el artículo 5 de la Resolución CNEE 33-98, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE, la evaluación de la solicitud de acceso a la capacidad de transporte.

Dentro del plazo de 5 días de recibida una solicitud de acceso a la capacidad de transporte existente, la CNEE procederá a girar copia de ésta al Administrador del Mercado Mayorista, AMM, y al transportista involucrado. Para ello, requerirá su análisis y la presentación de los comentarios, objeciones y soluciones o recomendaciones pertinentes.

El AMM y el transportista involucrado analizarán los estudios, y emitirán sus respectivas opiniones. Posteriormente, la CNEE elaborará un dictamen técnico, en donde se indicará la procedencia de la solicitud. Finalmente, la CNEE se encargará de notificar la resolución al interesado.

5.8.10. Inscripción como agente generador en el mercado mayorista

Un generador debe operar sus instalaciones de acuerdo a las normas de coordinación emanadas del Administrador del Mercado Mayorista, AMM. Si no lo hace, será sancionado con multa, pudiendo incluso disponerse su desconexión forzosa por un período determinado o hasta que haya resuelto el problema que motivó su desconexión del sistema eléctrico nacional.

El artículo 39 del *Reglamento de la ley general de electricidad*, RLGE, establece que son agentes del mercado mayorista los generadores, comercializadores, distribuidores, importadores, exportadores y transportistas, que cumplan con los límites ahí establecidos. En el caso de los generadores, el requisito consiste en tener una potencia máxima mayor a 5 MW.

Los requisitos para la inscripción como agente del mercado mayorista se establecen en el *Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista*, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007.

5.8.11. Solicitud de exenciones fiscales

Es importante tomar en cuenta que la *Ley de incentivos para proyectos de energía renovable*, prevé la exención de derechos arancelarios para las importaciones, incluyendo el IVA, cargas y derechos consulares sobre la importación de maquinaria y equipo, utilizados exclusivamente para la generación de energía en el área donde se ubiquen los proyectos de energía renovable.

Estas exenciones se otorgarán durante los períodos de pre inversión o de ejecución. Según el artículo 4 de la *Ley de incentivos*, el período de pre inversión es aquel en el cual se realizan las actividades correspondientes a los estudios de factibilidad y diseño del proyecto. Asimismo, se establece que el período de ejecución es aquél en el cual se realizan las actividades correspondientes a la construcción del proyecto.

La solicitud debe gestionarse ante el Ministerio de Energía y Minas, MEM, quien luego de corroborar la procedencia de ésta, resolverá otorgar los incentivos solicitados, y firme la resolución, emitirá una certificación, la cual

servirá al proponente para presentarla ante la SAT para los efectos de la aplicación concreta de los incentivos.

CONCLUSIONES

1. Durante la aprobación del estudio de evaluación del impacto ambiental, el MARN está facultado para hacer las consultas necesarias a las instituciones relacionadas con cada uno de los temas específicos que aborda el estudio. Se deberá contar con el visto bueno del Conap si el proyecto, parcial o totalmente, estuviera dentro de un área protegida o la pudiera afectar. Asimismo, podrá solicitar la opinión del Inab en relación con los recursos forestales, y la participación del IDAEH en el caso de que se encontraran o se presumiera la existencia de vestigios arqueológicos en el área. Con esto se puede determinar que el MARN tiene la facultad legal de solicitar la intervención de diversas instituciones, si a su criterio, el proyecto afecta elementos que son de su competencia.
2. Durante el proceso de desarrollo de un proyecto energético, es importante contar con el acompañamiento de instituciones estatales, que contribuyan a brindar mayor certeza y seguridad a las partes involucradas sobre la conveniencia, efectos y beneficios de la construcción del proyecto. Al hablar de certeza, se hace referencia a la seguridad que deben tener los comunitarios de que sus derechos están siendo respetados, de las medidas de mitigación que se adoptarán para reducir al máximo los efectos ambientales que la construcción y operación del proyecto opera y de la justa compensación que les debe ser otorgada.
3. Las municipalidades en cuya jurisdicción se encuentran áreas de influencia del proyecto energético que se pretender desarrollar, en su

calidad de autoridad territorial y como parte de su función por mantener el ordenamiento jurídico dentro de su jurisdicción, ejercen una función muy importante en el acompañamiento a los desarrolladores de proyectos, de manera que sean el punto de contacto con las comunidades. Adicionalmente, con el objeto de participar en el proceso de socialización del proyecto, intervienen los consejos comunitarios de desarrollo, los cuales están conformados por líderes comunitarios. La observancia y respeto a la autoridad local, es parte indispensable en la viabilidad del proyecto, tanto por las funciones legales que a ésta le corresponden, como por su papel político dentro de su comunidad. La *Ley de consejos de desarrollo urbano y rural*, Decreto 11-2002 del Congreso de la República, ha traído como consecuencia, el establecimiento claro de autoridades comunitarias, con lo que se facilita el acercamiento y trabajo con las poblaciones respectivas.

4. Se han establecido dos requisitos indispensables para la operación de un proyecto energético, siendo la primera la autorización para el acceso a la capacidad de transporte ante la CNEE, entidad que en su calidad de órgano técnico del MEM, está facultada para el efecto. La segunda es la inscripción como agente generador en el AMM. El AMM se encarga no solamente del registro de los agentes generadores, sino también de los distintos agentes del sector eléctrico, lo cual le corresponde como consecuencia de su función de ser el ente encargado del conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se efectúan entre los agentes del mercado, de conformidad con la *Ley general de electricidad*.

RECOMENDACIONES

1. Se hace necesaria la existencia de una norma jurídica, que obligue al Estado a acompañar al desarrollador, en el proceso de socialización de un proyecto energético, en la comunidad o comunidades en donde estos se establecerán.
2. Derivado de la responsabilidad que recae sobre el MARN de sopesar el análisis de estudio de impacto ambiental y el poco conocimiento sobre las políticas conservativas del entorno a largo plazo, se hace la recomendación de extender la revisión del EIA a otras entidades fuera de la autoridad nacional, entiéndase, que la revisión sea hecha por entes con conocimiento ambiental a nivel internacional, los cuales emitan recomendaciones sobre las repercusiones en el entorno a futuro sobre el área donde se desarrollará el proyecto energético, se indica a nivel internacional para que exista una diversidad en las opiniones y evitar la politización del estudio.
3. De conformidad con la estructura y funcionamiento actual, se considera necesario que haya mejor y mayor comunicación entre las instituciones del sector eléctrico, MARN, INAB y CONAP; las cuales intervienen en el trámite para la obtención de las autorizaciones para la construcción y operación de una central hidroeléctrica. De esta manera se podrán hacer más expeditos los trámites relacionados. Esta coordinación se puede lograr con la suscripción de acuerdos entre las instituciones, o la elaboración de reglamentos que ayuden a la gestión e involucramiento de éstas, de una forma práctica y expedita.

4. Para facilitar y promover la inversión privada, es recomendable la creación de un órgano que dependa del MEM, el cual estaría conformado por representantes de las distintas instituciones que se relacionan con este tipo de proyectos, para que, de forma centralizada, el inversionista pueda realizar de una manera práctica, todos los requisitos necesarios para la autorización de la construcción y operación de una central hidroeléctrica.

BIBLIOGRAFÍA

1. Asamblea Nacional Constituyente. *La persona humana, fines y deberes del Estado*. Guatemala: Constitución Política de la República de Guatemala, 1986: 92 p.
2. COBOS, Carlos Roberto. *Seguimiento y control de los compromisos ambientales en un proyecto hidroeléctrico*. Guatemala: Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, 2009: 132 p.
3. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Informe de gestión 1997-2002*. Guatemala: CNEE, 2002: 97 p.
4. _____. *Normas de seguridad de presas. Resolución CNEE 29-99*. Guatemala: CNEE, 1999: 12 p.
5. _____. *Normas de estudios de acceso al sistema de transporte – NEAST. Resolución CNEE 28-98*. Guatemala: CNEE, 1998: 6 p.
6. _____. *Ley de creación del Instituto Nacional de Electrificación (INDE). Decreto 1287*. Guatemala: CNEE, 1958: 18 p.
7. Congreso de la República de Guatemala. *Ley de creación del Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales. Decreto 90-2000*. Guatemala: Congreso de la República de Guatemala, 2000: 5 p.

8. _____. *Ley de la tarifa social para el suministro de energía eléctrica. Decreto 96-2000*. Guatemala: Congreso de la República de Guatemala, 2000: 3 p.
9. _____. *Ley del Organismo Ejecutivo. Decreto 114-97*. Guatemala: Congreso de la República de Guatemala, 1997: 7 p.
10. _____. *Ley forestal. Decreto 101-96*. Guatemala: Congreso de la República de Guatemala, 1996: 5 p.
11. _____. *Ley orgánica del Instituto Nacional de Electrificación (INDE). Decreto 64-94*. Guatemala: Congreso de la República de Guatemala, 1994: 4 p.
12. _____. *Ley de protección y mejoramiento del medio ambiente. Decreto 68-86*. Guatemala: Congreso de la República de Guatemala, 1986: 8 p.
13. Consejo Nacional de Áreas Protegidas, CONAP. *Manual de buenas prácticas para proyectos hidroeléctricos*. Guatemala: CONAP, 2008: 59 p.
14. DE JUANA, José María. *Energías renovables para el desarrollo*. Madrid, España: Paraninfo, 2003. 311 p.
15. Energy live news. *Estonia gets loan emergency back-up power plant*. [En línea]. <<http://www.energylivenews.com/2014/06/11/estonia-gets-loan-for-emergency-back-up-power-plant/>>. [Consulta: 17 de noviembre de 2017].

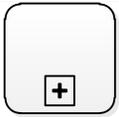
16. FUNES RUIZ, José Félix. *Análisis simplificado de la respuesta estructural de una pala de aerogenerador*. Madrid, España: Universidad Carlos III, 2009: 249 p.
17. Infile, S.A. *Ley de fomento al desarrollo de fuentes nuevas y renovables de energía. Decreto Ley 20-86*. Guatemala: Congreso de la República de Guatemala, 1986: 12 p.
18. MALACALZA, Leonardo. *Ecología y ambiente*. La Plata, Argentina: LISEA, 2013: 303 p.
19. Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales. *Reglamento de evaluación, control y seguimiento ambiental, Acuerdo Gubernativo 431-2007*. Guatemala: Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, 2007: 77 p.
20. Ministerio de Energía y Minas. *Reglamento de la ley general de electricidad. Acuerdo Gubernativo 256-97*. Guatemala: CNEE, 1997: 44 p.
21. OSSENBACH SAUTER, Manuel; GUILLEN GRILLO, Sergio; COTO CHICHILLA, Oscar. *Guía para el desarrollo de proyectos de energía renovable en Guatemala*. Tegucigalpa, Honduras: Pampagrass, S.A., 2010: 62 p.
22. PERALTA AZURDIA, Enrique. *Libro primero de las personas y de la familia, recursos*. Guatemala: Código Civil. Decreto Ley 106, 1963: 455 p.

23. _____. *Libro primero de las personas y de la familia, militares*. Guatemala: Código Civil. Decreto Ley 107, 1964: 150 p.
24. Presidencia de la República. *Manual para el trámite de solicitudes de autorización para utilizar bienes de dominio público para la instalación de centrales generadoras para prestar los servicios de transporte, distribución final de electricidad, autorización temporal, registro de prestación del servicio de distribución privada de electricidad y constitución de servidumbres*. Acuerdo Gubernativo 110-2002. Guatemala: MEM, 2003: 58 p.
25. _____. *Procedimiento de inscripción y vigencia en el registro de agentes y grandes usuarios del mercado mayorista del ministerio de energía y minas, su acreditación y consecuencias de su incumplimiento ante el administrador del mercado mayorista*. Acuerdo Gubernativo 244-2003. Guatemala: MEM, 2003: 50 p.
26. _____. *Reglamento de evaluación, control y seguimiento ambiental*. Acuerdo Gubernativo 431-2007. Guatemala: MEM, 2007: 41 p.
27. _____. *Reglamento de la ley general de electricidad*. Acuerdo Gubernativo 256-97. Guatemala: MEM, 1997: 55 p.
28. Renovalia. *Energía fotovoltaica*. [En línea]. <<http://www.renovalia.com/energia-fotovoltaica/>>. [Consulta: 17 de noviembre de 2017].

29. ROMERO LOZANO, Luis. *Gestión del montaje de parques eólicos*. Madrid, España: Paraninfo, 2017: 352 p.
30. SEVERNS, W.H.; DEGLER, H. E.; MILES, J.C. *Energía mediante vapor, aire o gas*. Barcelona, España: Reverté, S.A., 1996: 503 p.
31. SOARES, Claire. *Gas turbines: a handbook of air, land and sea applications*. California, Estados Unidos: Elsevier, 2011: 774 p.

APÉNDICE

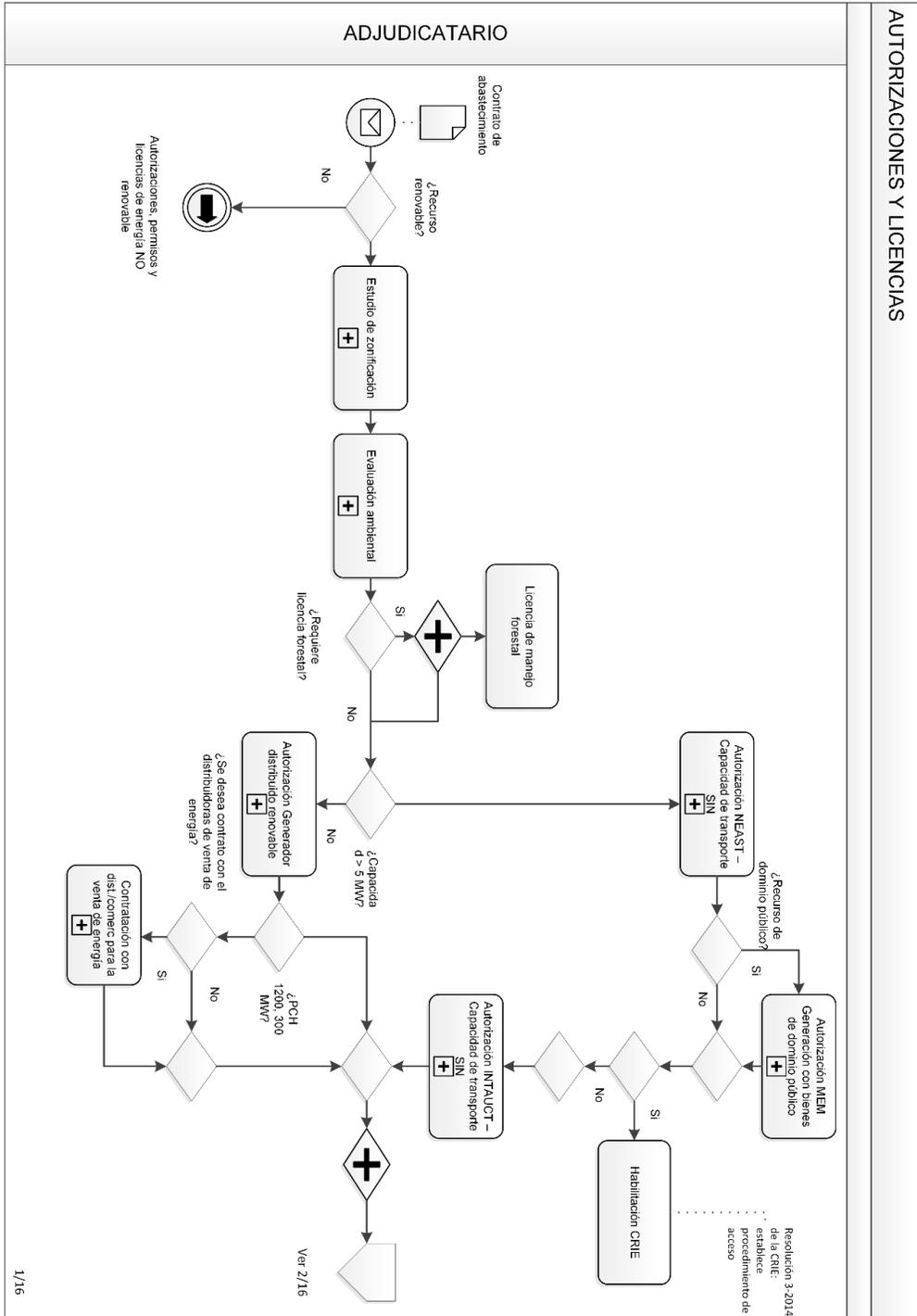
Apéndice 1. **Flujograma que sintetiza el capítulo 5 paginas desde la página 120 hasta la página 204, junto con su simbología, según la norma ISO 9001**

Símbolo	Significado
	Inicio del proceso
	Documento
	Evento de mensaje de inicio
	Decisión
	Subproceso contraído
	Puerta de enlace paralela
	Tarea
	Referencia a otra página

Continuación del apéndice 1.

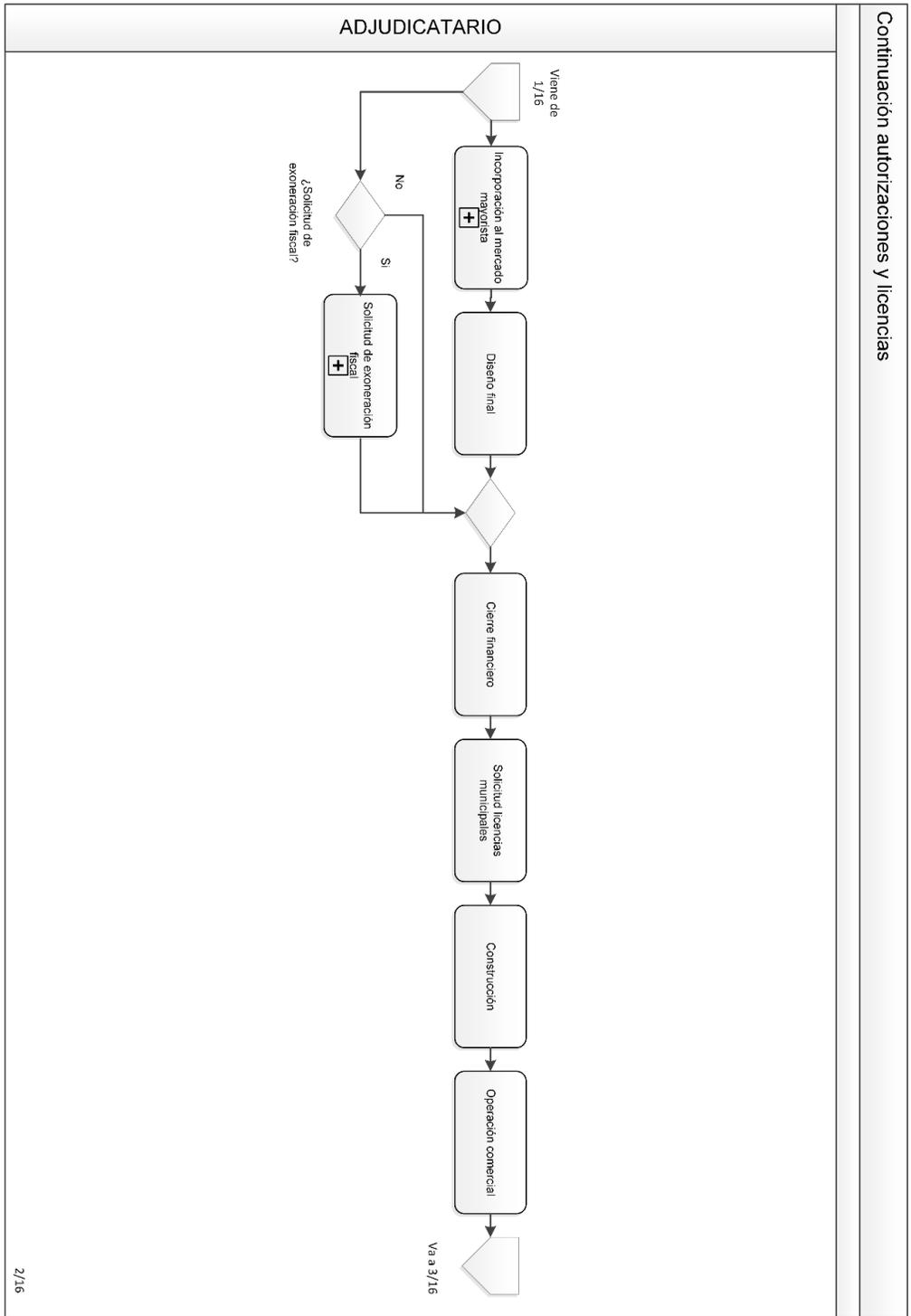
	Finalización del evento
	Conector
	Evento mensaje intermedio
	Evento mensaje de finalización
	Evento temporizador intermedio
	Evento de señal intermedio

Continuación del apéndice 1.



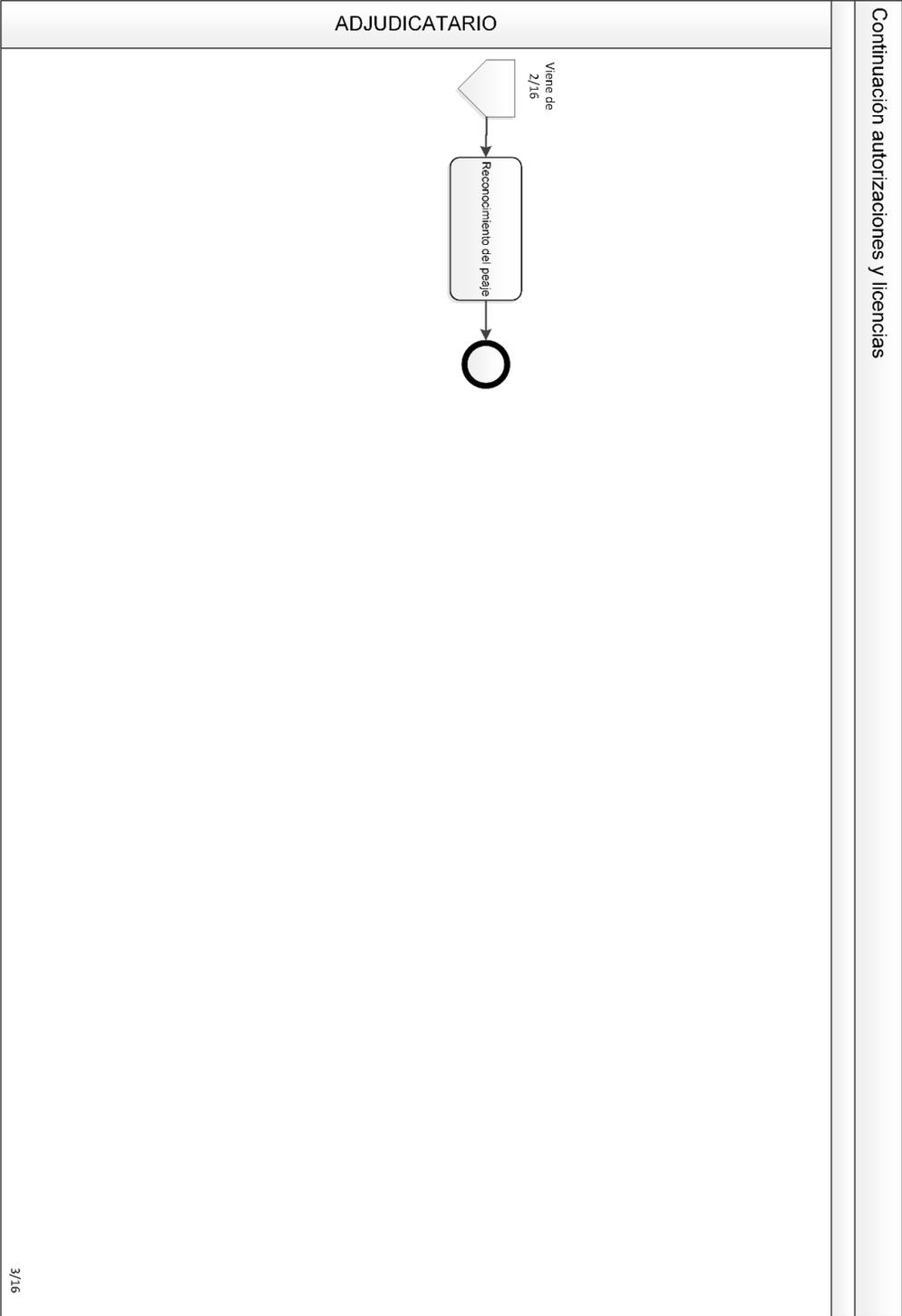
AUTORIZACIONES Y LICENCIAS

Continuación del apéndice 1.

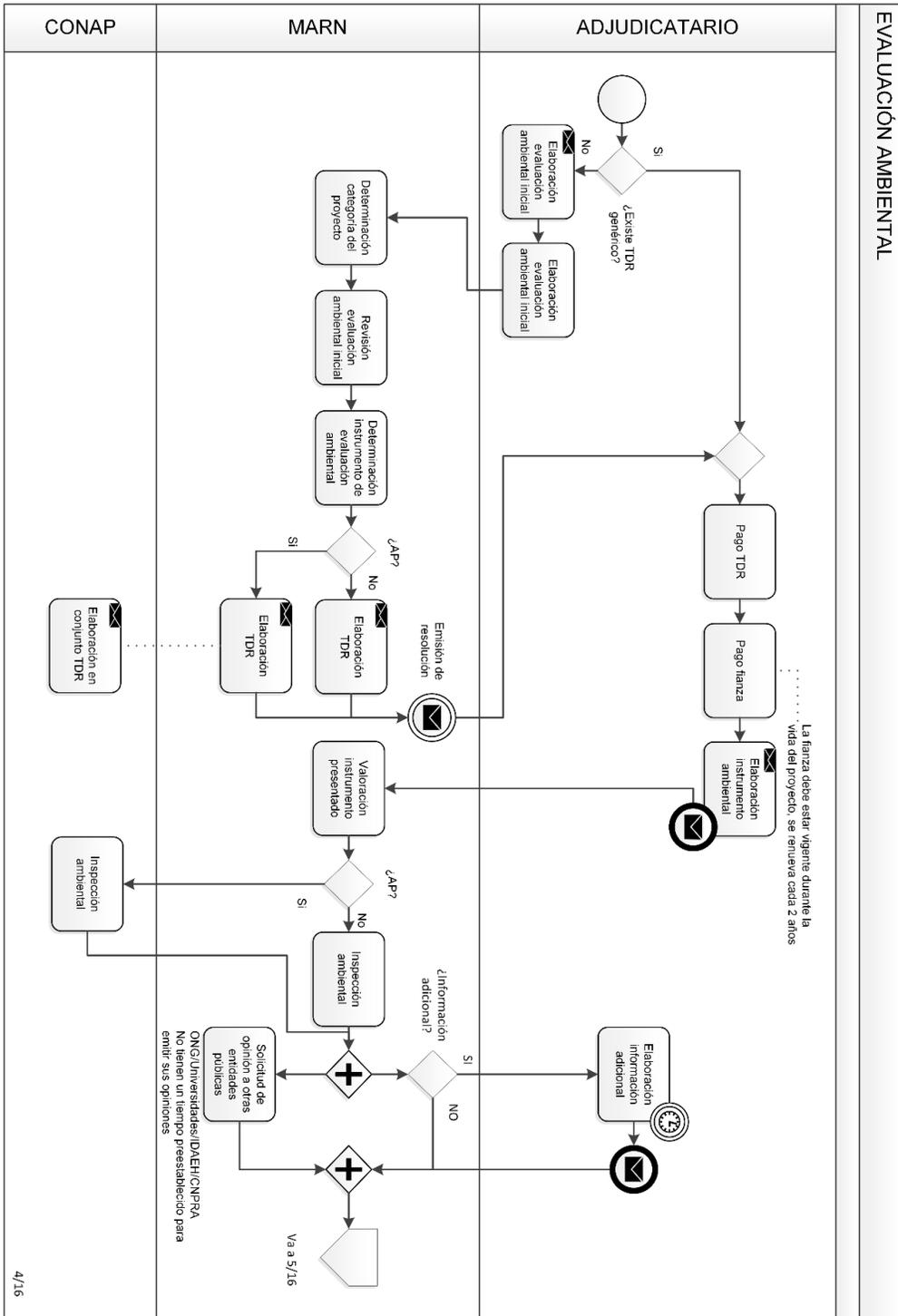


Continuación autorizaciones y licencias

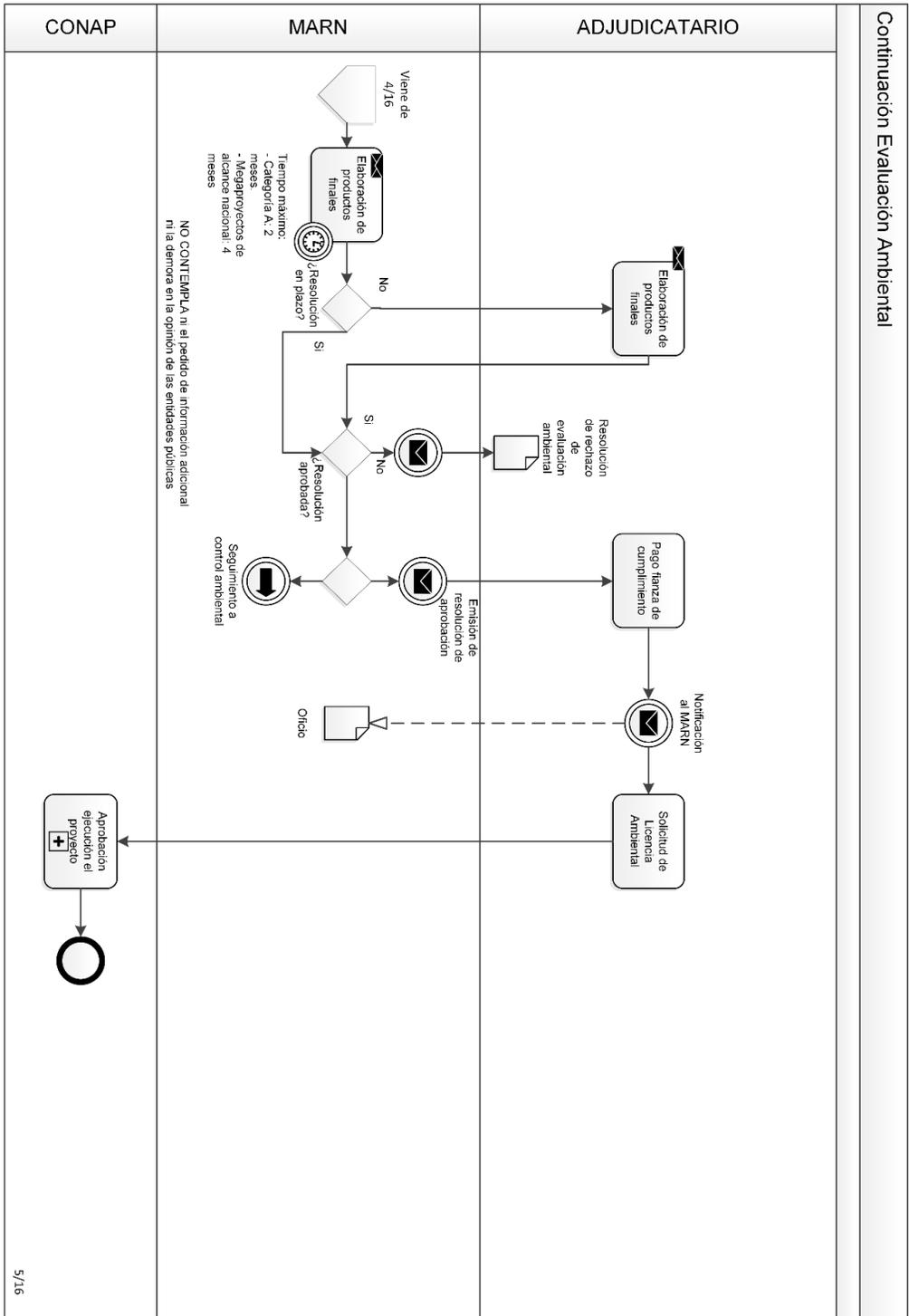
Continuación del apéndice 1.



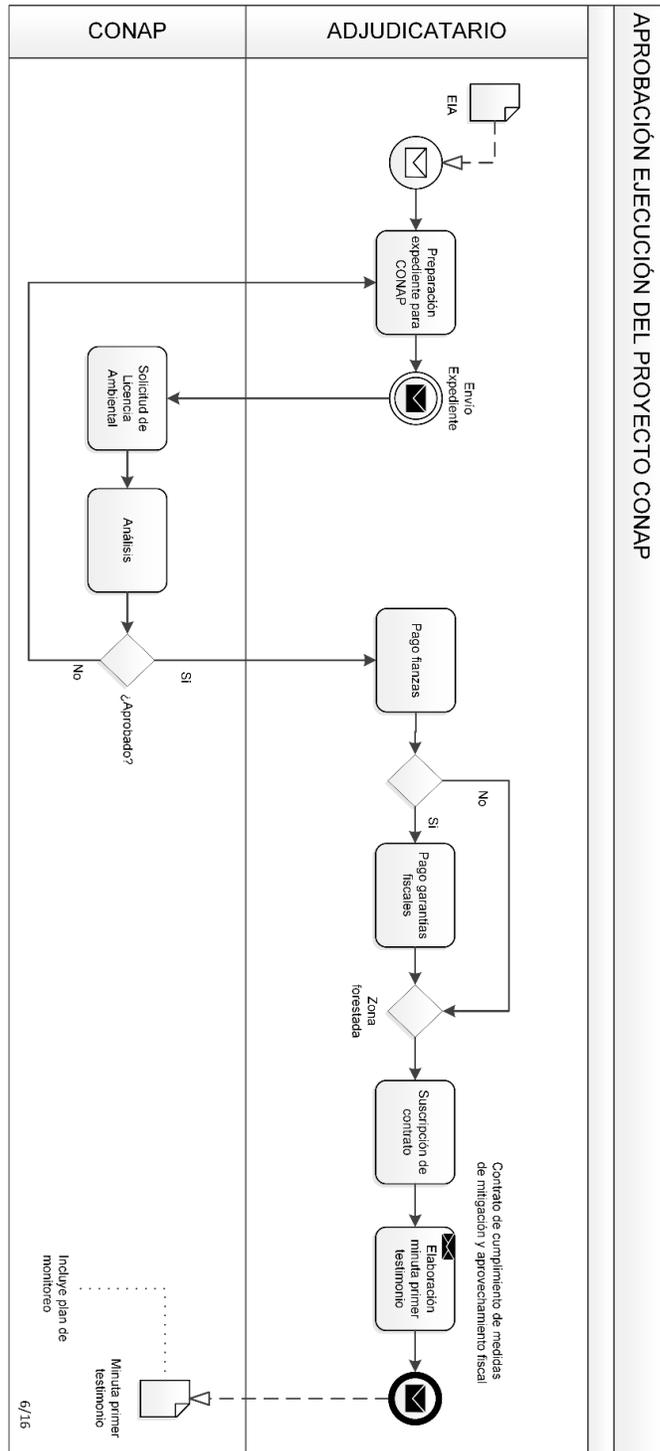
Continuación del apéndice 1.



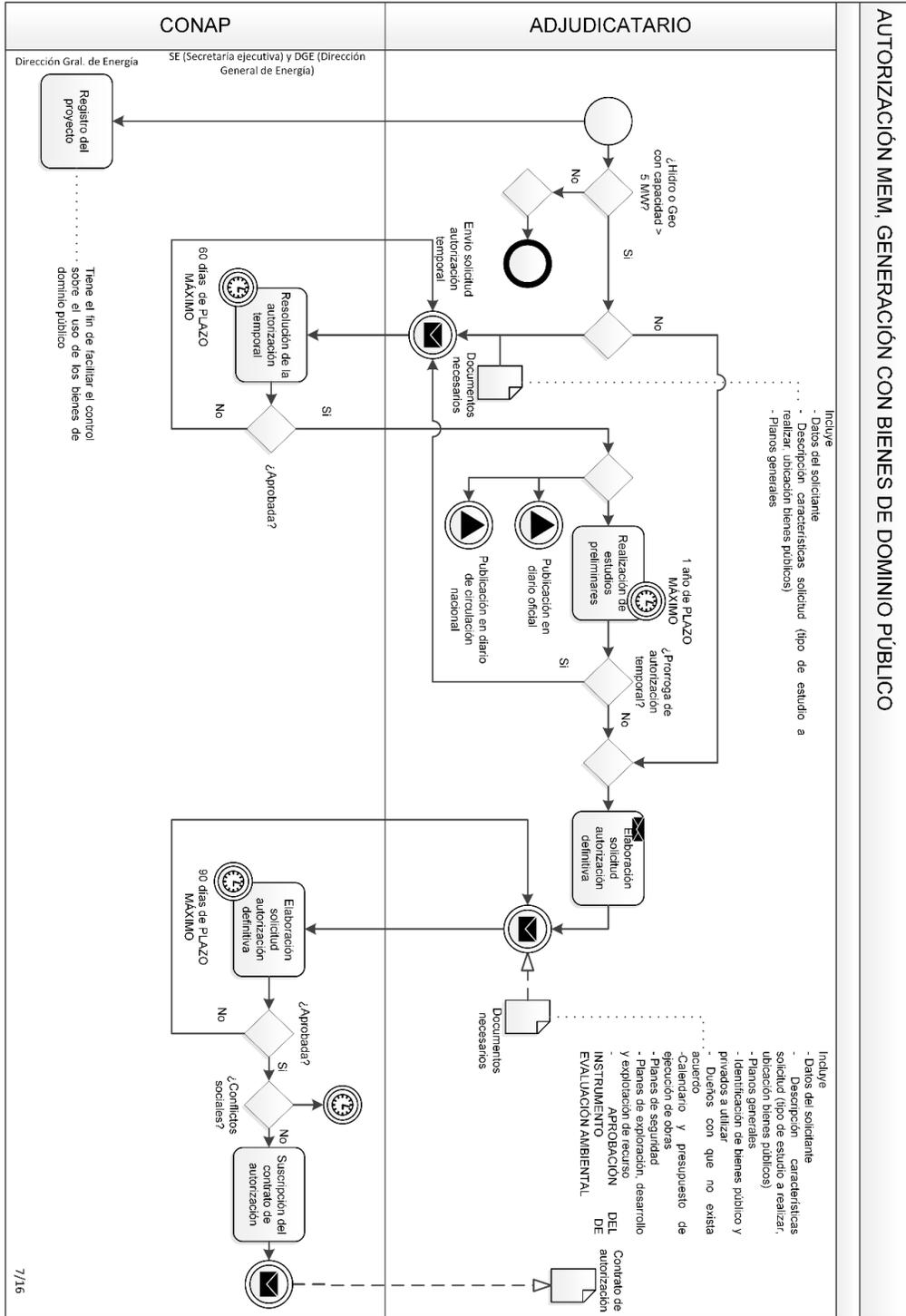
Continuación del apéndice 1.



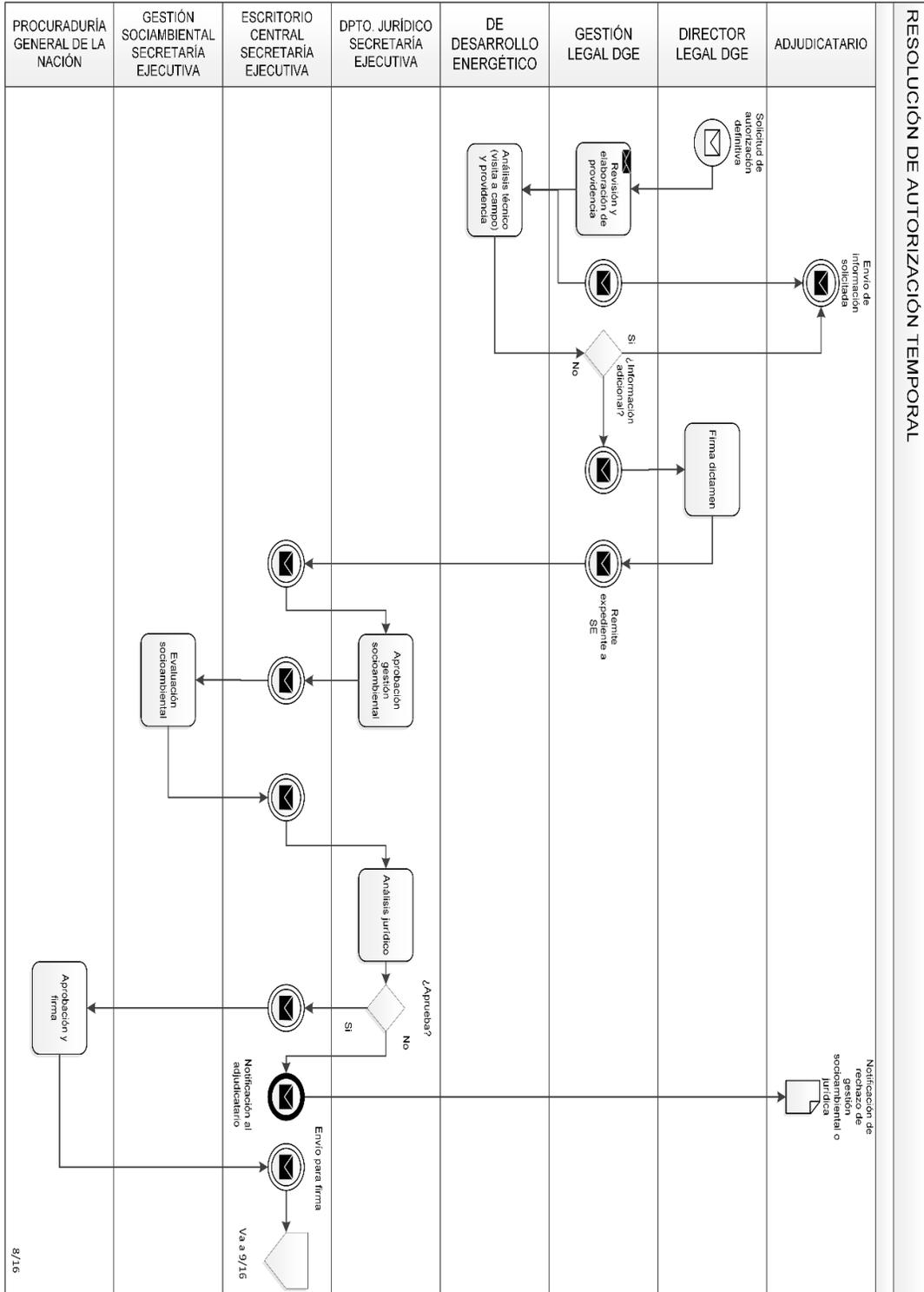
Continuación del apéndice 1.



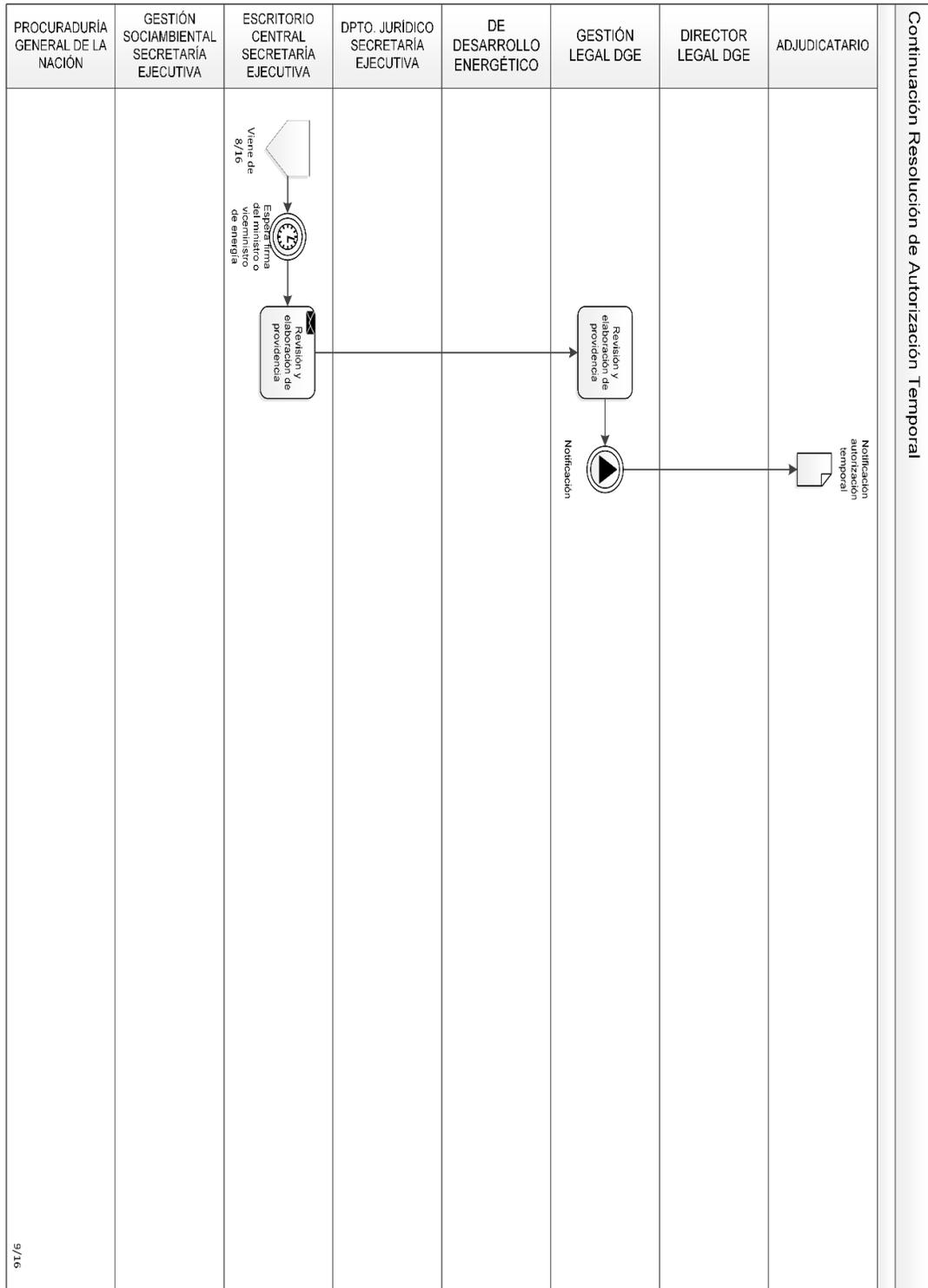
Continuación del apéndice 1.



Continuación del apéndice 1.

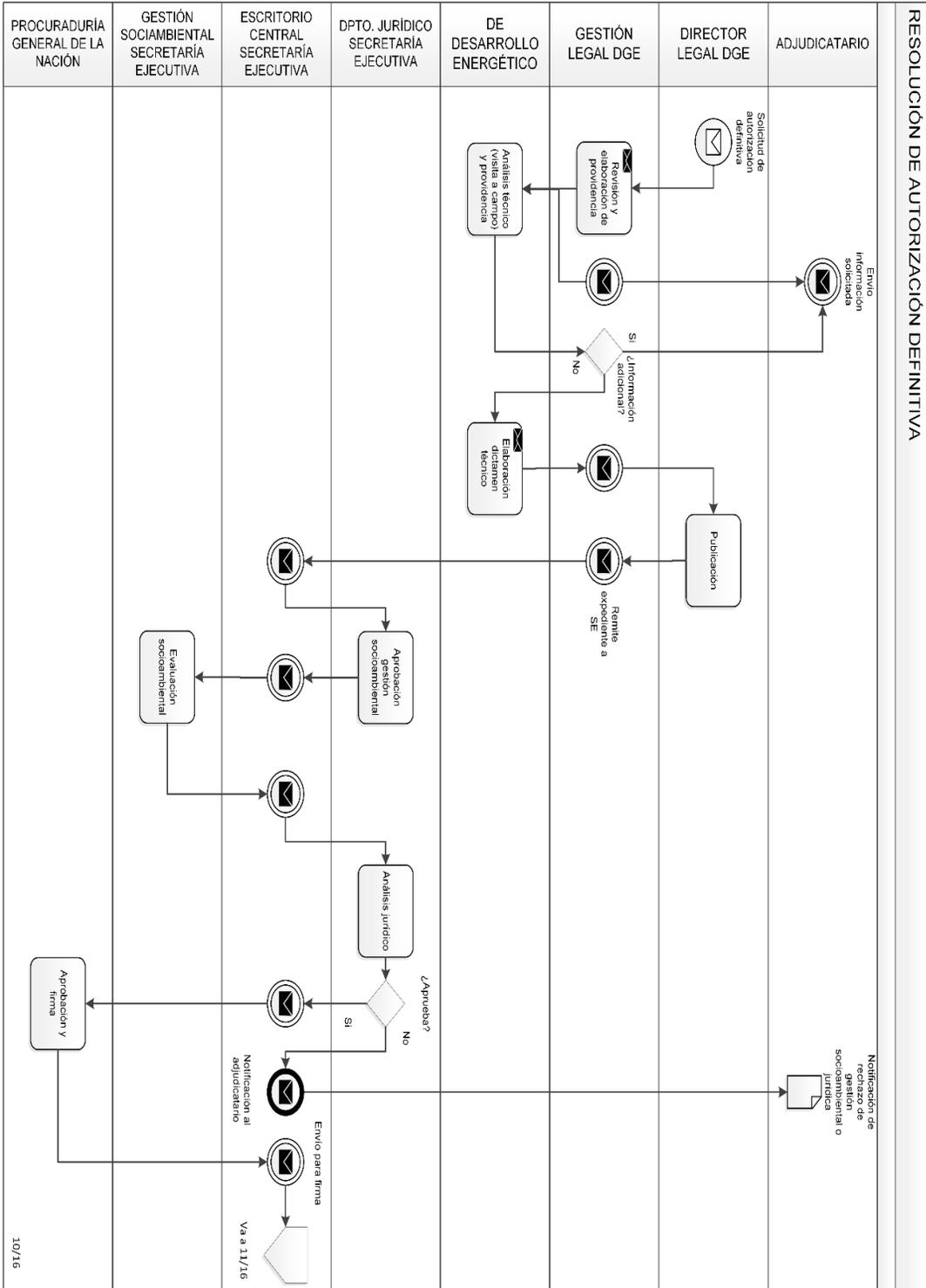


Continuación del apéndice 1.

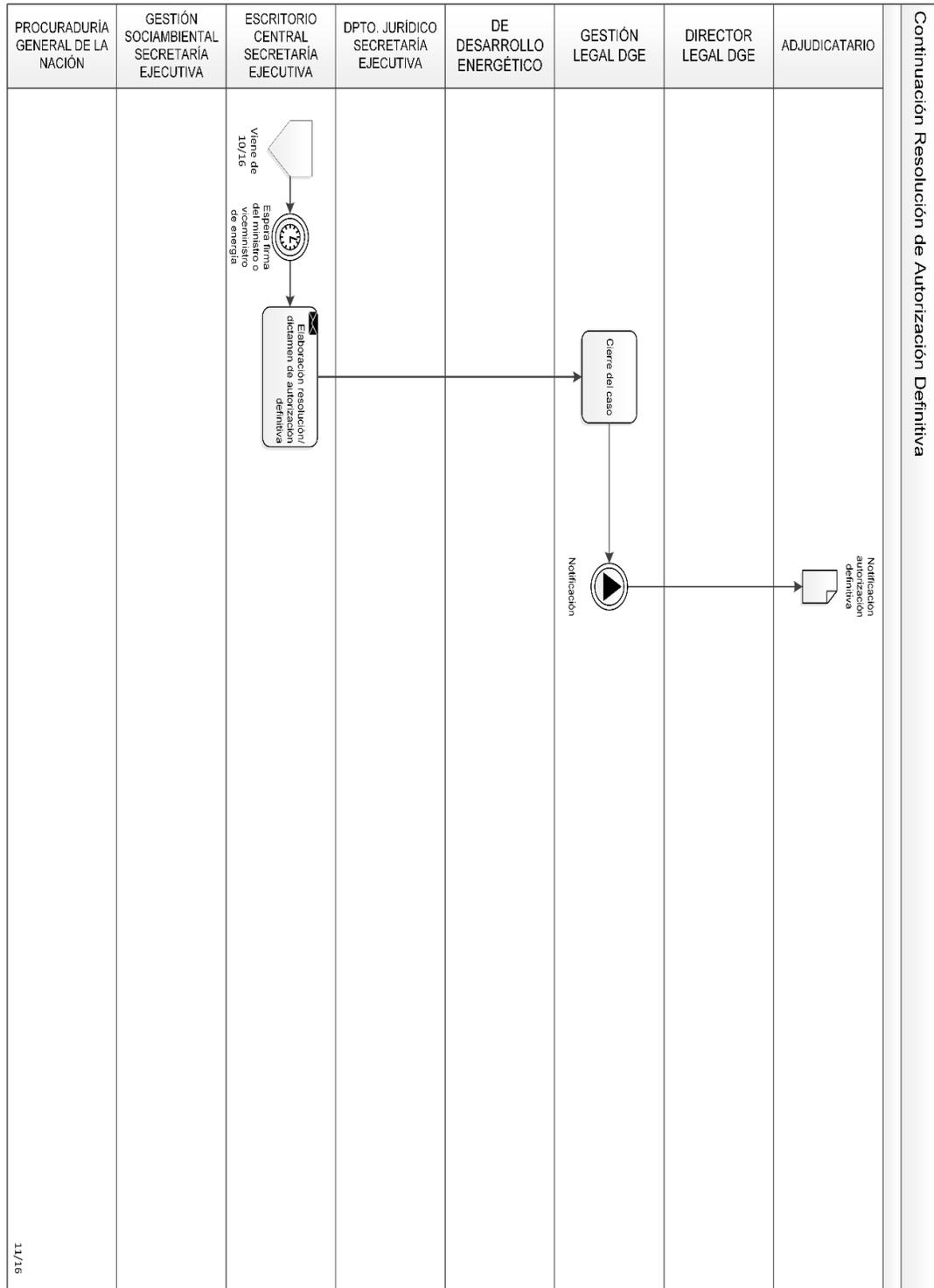


5/16

Continuación del apéndice 1.

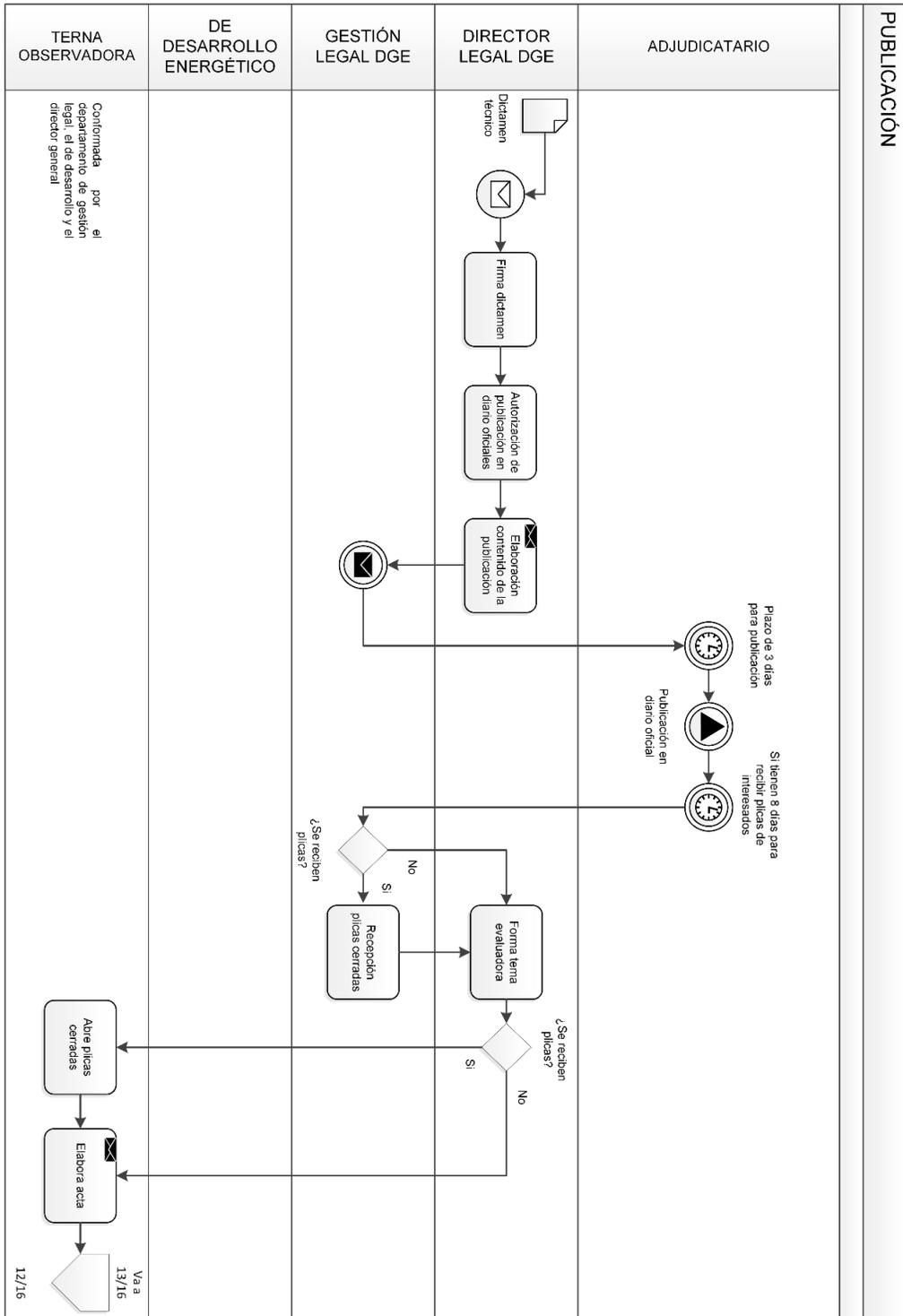


Continuación del apéndice 1.

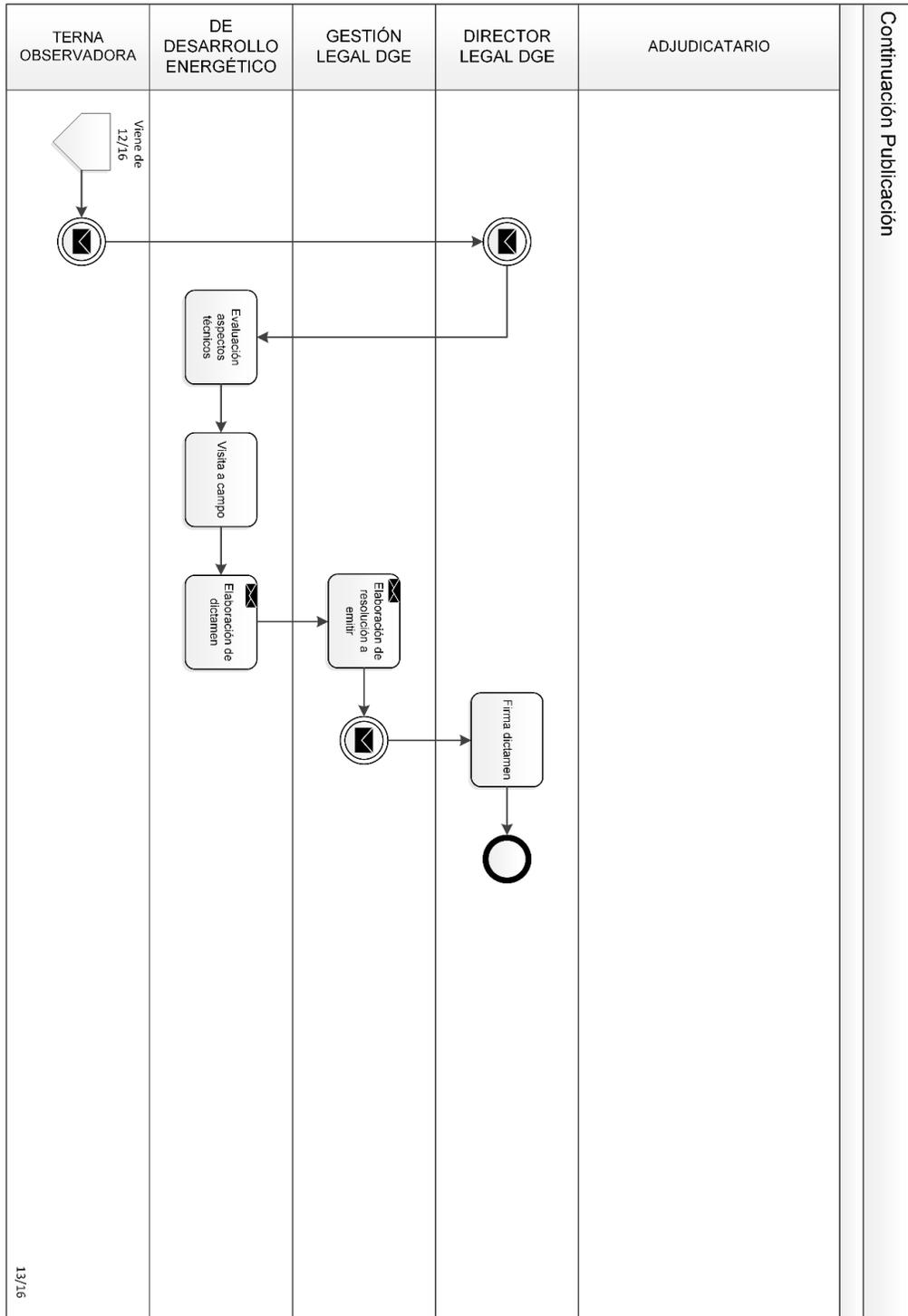


11/16

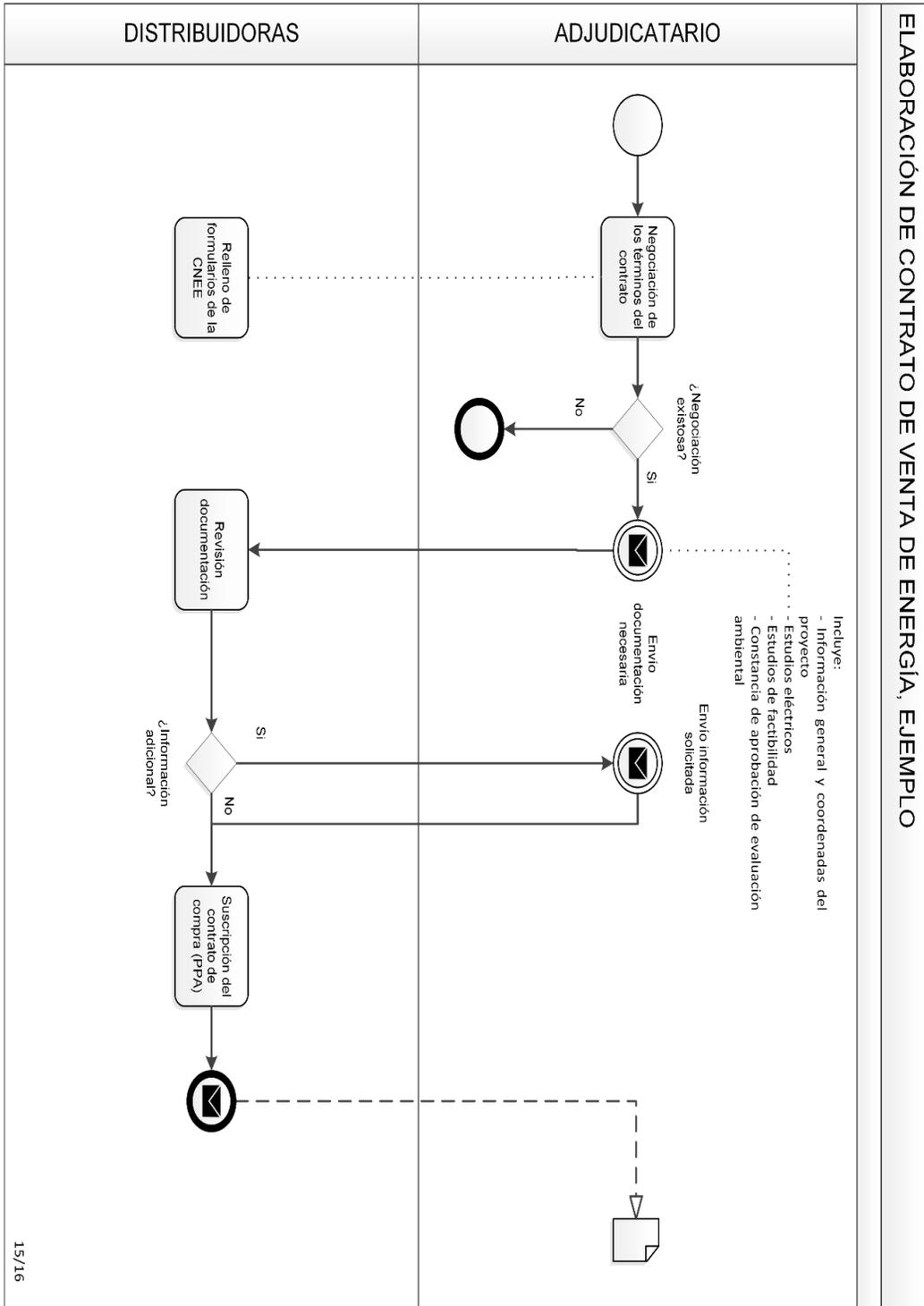
Continuación del apéndice 1.



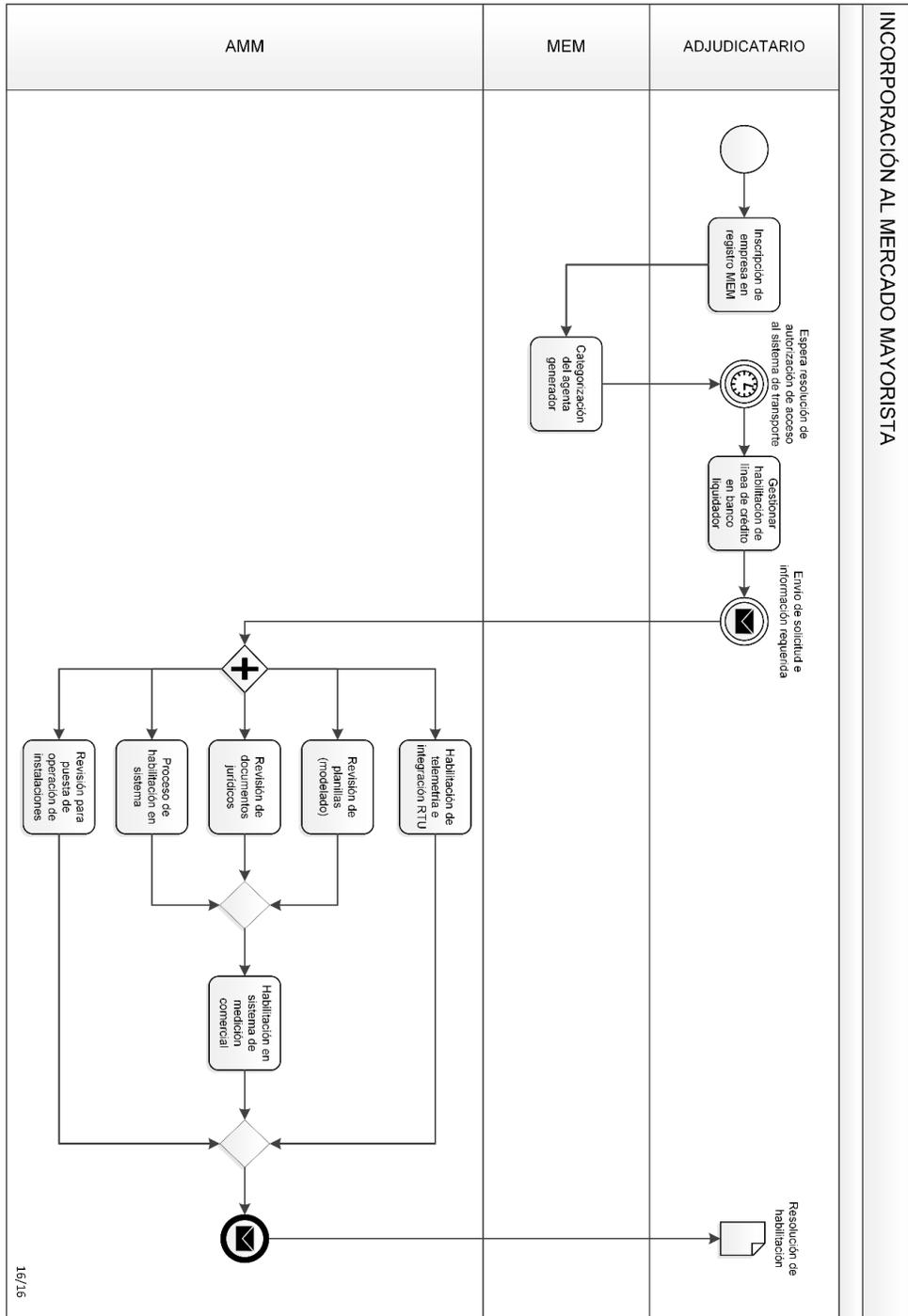
Continuación del apéndice 1.



Continuación del apéndice 1.



Continuación del apéndice 1.



16/16

Fuente: elaboración propia.

