

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**

**FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS**

**"EL CONTADOR PÚBLICO Y AUDITOR COMO GERENTE  
FINANCIERO, EN LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE  
VENTAS DE UNA HIDROELÉCTRICA CON UN CONTRATO  
DE ABASTECIMIENTO TIPO A - CONTRATO POR  
DIFERENCIAS CON CURVA DE CARGA"**

**TESIS**

**PRESENTADA A LA HONORABLE JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS**

**POR**

**INGRID JEANNETH CARRILLO YUMÁN**

**PREVIO A CONFERIRSELE EL TÍTULO DE**

**CONTADORA PÚBLICA Y AUDITORA**

**EN EL GRADO ACADÉMICO DE**

**LICENCIADA**

**GUATEMALA, NOVIEMBRE 2018**

**MIEMBROS DE LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS**

Decano	Lic. Luis Antonio Suárez Roldán
Secretario	Lic. Carlos Roberto Cabrera Morales
Vocal Primero	Lic. Carlos Alberto Hernández Gálvez
Vocal Segundo	MSc. Byron Giovanni Mejía Victorio
Vocal Tercero	Vacante
Vocal Cuarto	P.C. Marlon Geovani Aquino Abdalla
Vocal Quinto	P.C. Carlos Roberto Turcios Pérez

**PROFESIONALES QUE REALIZARON LOS EXÁMENES DE  
ÁREAS PRÁCTICAS BÁSICAS**

Auditoría	Lic. Jorge Luis Reyna Pineda
Contabilidad	Lic. Gaspar Humberto López Jimenez
Matemáticas	Lic. Jorge Leonel Letrán Talento

**PROFESIONALES QUE REALIZARON EL EXAMEN  
PRIVADO DE TESIS**

Presidente	Lic. Hugo Francisco Herrera Sánchez
Secretario	Lic. Mario Leonel Perdomo Salguero
Examinador	Dr. Manuel Alberto Selva Rodas

Guatemala, 02 de mayo de 2018

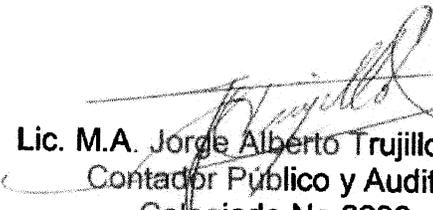
Licenciado  
Luis Antonio Suárez Roldán  
Decano Facultad de Ciencias Económicas  
Universidad de San Carlos de Guatemala  
Ciudad Universitaria

Señor Decano:

De conformidad con el DICTAMEN-AUDITORÍA No. 278-2017, de fecha diecinueve de julio del año dos mil diecisiete, emitido por el DECANATO DE LA FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS fui designado como asesor de tesis de la alumna Ingrid Jeanneth Carrillo Yumán, del punto de tesis "EL CONTADOR PÚBLICO Y AUDITOR COMO GERENTE FINANCIERO, EN LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE VENTAS DE UNA HIDROELECTRICA CON UN CONTRATO DE ABASTECIMIENTO TIPO A -CONTRATO POR DIFERENCIAS CON CURVA DE CARGA-", el cual deberá presentar para poder someterse al examen privado de tesis, previo a optar al título de Contador Público y Auditor en el grado académico de Licenciado.

Se hicieron correcciones de forma y fondo al trabajo presentado inicialmente por la alumna Carrillo Yumán, las cuales manifiesta haber efectuado, por lo que se sugiere ser aceptada para que se someta al examen privado de tesis.

Atentamente,

  
Lic. M.A. Jorge Alberto Trujillo Corzo  
Contador Público y Auditor  
Colegiado No.2293

Lic. Jorge Alberto Trujillo Corzo  
Contador Público y Auditor  
Maestría en Administración Financiera

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA



FACULTAD DE  
CIENCIAS ECONÓMICAS

Edificio "s-8"  
Ciudad Universitaria, Zona 12  
Guatemala, Centroamérica

J.D-TG. No. 0228-2018  
Guatemala, 31 de octubre de 2018

Estudiante  
INGRID JEANNETH CARRILLO YUMÁN  
Facultad de Ciencias Económicas  
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estudiante:

Para su conocimiento y efectos le transcribo el Punto TERCERO, inciso 3.1, subinciso 3.1.1 del Acta 27-2018, de la sesión celebrada por Junta Directiva el 29 de octubre de 2018, que en su parte conducente dice:

**"TERCERO: ASUNTOS ESTUDIANTILES**

3.1 Graduaciones

3.1.1 Elaboración y Examen de Tesis

Se tienen a la vista providencias de las Direcciones de Escuela de Contaduría Pública y Auditoría, de Administración de Empresas, de Economía y de Estudios de Postgrado en las que se informa que los estudiantes que se listan a continuación, aprobaron el Examen de Tesis, por lo que se trasladan las Actas de los Jurados Examinadores de Tesis y expedientes académicos.

Junta Directiva acuerda: 1º. Aprobar las Actas de los Jurados Examinadores de Tesis. 2º. Autorizar la impresión de tesis y la graduación a los siguientes estudiantes:

Escuela de Contaduría Pública y Auditoría

Estudiante: Registro Académico: Tema de Tesis:

INGRID JEANNETH CARRILLO YUMÁN	201012552-1	EL CONTADOR PÚBLICO Y AUDITOR COMO GERENTE FINANCIERO, EN LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE VENTAS DE UNA HIDROELÉCTRICA CON UN CONTRATO DE ABASTECIMIENTO TIPO A - CONTRATO POR DIFERENCIAS CON CURVA DE CARGA-
-----------------------------------	-------------	--

3o. Manifiestar a los estudiantes que se les fija un plazo no mayor de seis meses para su graduación".

Atentamente,

LIC. CARLOS ROBERTO CABRERA MORALES  
SECRETARIO



## DEDICATORIA

- A Dios: Mi roca y fortaleza, a Él sea toda la honra y la gloria. Su amor en mi vida guía mi camino.
- A mi papá: Arnoldo Carrillo, gracias por siempre creer en mí. Tu amor y tu apoyo incondicional hacen posible esta meta.
- A mi mamá: Enma Yumán, por tu apoyo, amor y paciencia.
- A mi hija: Jimena, la luz de mi vida.
- A mi hermana: Karen Carrillo, mi hermana y amiga. Por tu apoyo incondicional y ánimo en cada paso de mi vida.
- A mis hermanos: Evelyn, Mariela, Rocael y Guillermo, con cariño.
- A mis amigos y familiares: Gracias por su apoyo.
- Especialmente a: Luis Pedro Yucuté, gracias por su apoyo incondicional y por animarme en la finalización de esta meta.
- Especialmente a: Ismar Rocael Solís (QEPD).
- A la Universidad de San Carlos: Grande entre las grandes. Por forjarme como profesional.
- A la Facultad de Ciencias Económicas: Por brindarme los conocimientos académicos.

## ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	i
--------------	---

### CAPÍTULO I HIDROELÉCTRICAS

1.1	Sistema eléctrico nacional	1
1.1.1	Antecedentes	1
1.1.2	Entidades del sector eléctrico	4
1.1.3	Mercado mayorista de electricidad	5
1.2	Generadores de electricidad	6
1.2.1	Tipos de generadores	8
1.3	Hidroeléctricas	9
1.3.1	Componentes principales	10
1.3.2	Tipos de hidroeléctricas	13
1.3.3	Tipo de capacidad de regulación	14
1.3.4	Funcionamiento de la hidroeléctrica	16
1.3.5	Ventajas de las centrales hidroeléctricas	17
1.3.6	Desventajas de las centrales hidroeléctricas	18
1.3.7	Principales hidroeléctricas en Guatemala	18
1.3.8	Estructura organizacional	19
1.4	Legislación aplicable	20

### CAPÍTULO II

#### TRANSACCIONES COMERCIALES EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD DE GUATEMALA

2.1	Productos y servicios del mercado mayorista	26
2.1.1	Potencia eléctrica	26
2.1.2	Energía eléctrica	27
2.1.3	Servicios de transporte de energía	28
2.1.4	Servicios complementarios	29
2.2	Tipos de mercado	31
2.2.1	Mercado de oportunidad	32
2.2.2	Mercado a término	32
2.2.3	Mercado de transacciones de desvíos de potencia diarios y mensuales	33
2.3	Administrador del Mercado Mayorista (AMM)	34
2.3.1	Funciones	34
2.4	Normas de coordinación del Administrador del Mercado Mayorista	35
2.4.1	Normas de coordinación operativa	36
2.4.2	Normas de coordinación comercial	36
2.5	Contratos del mercado a término	37

2.5.1	Contratos de abastecimiento	39
2.5.2	Contratos de reserva de potencia	46
2.5.3	Contratos de respaldo de potencia	47
2.5.4	Contratos de exportaciones o importaciones	47
2.6	Informe posdespacho mensual	48
2.6.1	Precio de oportunidad de la energía (POE)	48
2.6.2	Factor de pérdida nodal (FPN)	52
2.6.3	Costos variables	54
2.6.4	Generación forzada	57
2.6.5	Reporte de indisponibilidades	58
2.7	Informe de transacciones económicas (ITE)	60
2.7.1	Elementos resultantes de las transacciones económicas de los generadores	60
2.7.2	Procedimientos de liquidación de las transacciones económicas	62

### **CAPÍTULO III**

#### **EL CONTADOR PÚBLICO Y AUDITOR COMO GERENTE FINANCIERO DE UNA HIDROELÉCTRICA EN LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE VENTAS**

3.1	El Contador Público y Auditor	64
3.1.1	Importancia	64
3.1.2	Características	65
3.1.3	Campos en los que se desempeña	66
3.1.4	Normativa aplicable al Contador Público y Auditor	67
3.2	El Contador Público y Auditor como gerente financiero en una hidroeléctrica	68
3.2.1	Importancia	69
3.2.2	Características	72
3.2.3	Funciones que realiza en una hidroeléctrica	73
3.3	Costo de venta de una hidroeléctrica	74
3.3.1	Costo de la energía generada	75
3.3.2	Costo de la energía comprada	77

### **CAPÍTULO IV**

#### **EL CONTADOR PÚBLICO Y AUDITOR COMO GERENTE FINANCIERO, EN LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE VENTAS DE UNA HIDROELÉCTRICA CON UN CONTRATO DE ABASTECIMIENTO TIPO A "CONTRATO POR DIFERENCIAS CON CURVA DE CARGA"**

##### **(CASO PRÁCTICO)**

4.1	Antecedentes de la hidroeléctrica	79
-----	-----------------------------------	----

4.1.1	Generalidades técnicas	80
4.1.2	Generalidades del contrato por diferencias con curva de carga	81
4.2	Nombramiento del gerente financiero	83
4.3	Determinación de los elementos del costo de ventas	84
4.3.1	Determinación de la generación de energía (MWh)	84
4.3.2	Determinación del costo de la energía y potencia generada	88
4.3.3	Determinación del costo de la energía adquirida en el mercado de oportunidad	100
4.3.4	Determinación de los desvíos de potencia	103
4.3.5	Determinación del costo de los servicios complementarios	103
4.3.6	Determinación del costo de los cargos por pérdidas	104
4.3.7	Determinación del costo de los cargos por peajes	104
4.3.8	Determinación de sobrecostos de producción a requerimiento del agente	104
4.4	Ingresos por los contratos de abastecimiento	104
4.4.1	Valorización de la potencia	105
4.4.2	Valorización de la energía vendida	105
4.5	Estructura del costo de ventas en el estado de resultado	107
4.6	Informe del gerente financiero	111
	CONCLUSIONES	118
	RECOMENDACIONES	120
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	122
	GLOSARIO	125

## ÍNDICE DE TABLAS

No.	Descripción	Página
1	Producción de electricidad por tecnología	7
2	Principales hidroeléctricas en Guatemala	19
3	Energía transada en el Sistema Nacional Interconectado	33
4	Energía y potencia transada en contratos de abastecimiento	40
5	Energía transada en el contrato por diferencias con curva de carga	41
6	Energía transada por el contrato con opción de compra de energía	43
7	Energía transada por contratos por diferencias por la demanda faltante	44
8	Energía transada por contratos existentes	45
9	Energía transada por contratos de energía generada	46
10	Presentación del resumen mensual de precios de oportunidad de energía	51
11	Presentación del factor de pérdida nodal	54
12	Demanda de energía	56
13	Precio de oportunidad de la energía	57
14	Reporte de indisponibilidades	59
15	Generalidades del contrato por diferencias con curva de carga	82
16	Energía eléctrica mensual garantizada al comprador	82
17	Ejemplificación de lectura de contador comercial	84
18	Ejemplificación de la determinación de energía generada por hora y día	85
19	Energía anual	88
20	Hoja técnica del costo de producción	90
21	Integración de mano de obra directa	92
22	Integración de mano de obra indirecta	92
23	Integración de cuota de administración y operación	93
24	Integración de servicios públicos	94
25	Integración de mantenimiento de acceso y obra civil	95
26	Integración de mantenimiento electromecánico e hidromecánico	96
27	Integración de depreciación de obra civil	98
28	Integración de depreciación de electromecánico e hidromecánico	99

## ÍNDICE DE TABLAS

No.	Descripción	Página
29	Energía generada contra energía comprometida	100
30	Ejemplificación de resultado de energía por un día	101
31	Resultados de energía	102
32	Resultado de desvíos de potencia	103
33	Valorización de la potencia vendida en contratos de abastecimiento tipo A	105
34	Valorización de la energía vendida en contratos de abastecimiento tipo A	106

## ÍNDICE DE FIGURAS

No.	Descripción	Página
1	Modelo de estructura organizacional de una hidroeléctrica	20
2	Línea del tiempo de las transacciones económicas de un mes	71
3	Estructura organizacional	80
4	Proceso de operación comercial de una hidroeléctrica con contrato de abastecimiento tipo a	81

## INTRODUCCIÓN

A partir de la década de 1990 la demanda de electricidad en Guatemala fue aumentando y ante la monopolización del sector eléctrico fue necesario la creación de la Ley General de Electricidad (Decreto 93-96, del Congreso de la República de Guatemala) permitiendo participar a la iniciativa privada y desmonopolizando las actividades del sector. A partir de ese suceso, se ha incrementado la inversión en plantas de generación de energía eléctrica para cubrir la demanda que el país requiere.

En Guatemala se ha creado la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable (Decreto No. 52-2003, del Congreso de la República de Guatemala), para promover la inversión de centrales que utilicen estos recursos, pues estas además de no dañar al medio ambiente, generan energía con un menor costo.

A partir de lo anterior, se ha incrementado la inversión en hidroeléctricas conllevando a elevar la generación de energía hidráulica. Así mismo este tipo de agentes generadores realizan sus ventas de productos y servicios, a través de los diferentes mercados de productos y servicios del sector eléctrico, haciendo que se tenga un proceso especial para determinar el costo de ventas derivado de las transacciones comerciales de la hidroeléctrica. El Contador Público y Auditor, puede involucrarse en ese proceso pues es un profesional experto en la materia financiera.

Por consiguiente el costo de ventas se obtendrá al determinar el importe de cada uno de los elementos que conforman este rubro como lo son el costo de la energía generada y el de la energía comprada.

En el capítulo I, se aborda la descripción del sistema eléctrico nacional, las entidades involucradas, la legislación aplicable y sus diferentes agentes

generadores, dando énfasis a las hidroeléctricas como un tipo de central que utiliza el recurso hídrico como fuente de generación.

En el capítulo II, se da a conocer los diferentes tipos de transacciones comerciales que se tienen en el mercado mayorista de electricidad, describiendo los productos que se pueden comprar y vender en este mercado. Además, se da a conocer la clasificación de los mercados para transar la energía y potencia eléctrica, todo ello fundamentado en la normativa del Administrador del Mercado Mayorista (AMM), como el ente encargado de administrar dichas transacciones. Así mismo se detalla los diferentes tipos de contratos que hay en el mercado a término, en el que se incluyen los contratos de abastecimiento. Todos estos elementos influyen en el costo de ventas derivado de la operación comercial de la hidroeléctrica.

En el capítulo III, se describe al Contador Público y Auditor en el cargo de gerente financiero de una hidroeléctrica, como un profesional capaz de determinar el costo de ventas, utilizando las diferentes variables que conducen a dicho resultado.

En el capítulo IV se presenta un caso práctico sobre la determinación del costo de ventas de una hidroeléctrica con un contrato de abastecimiento tipo A - Contrato por diferencias con curva de carga-.

Por último, se presentan las conclusiones con las respectivas recomendaciones que se obtuvieron al finalizar el trabajo de tesis, así como las referencias bibliográficas que sirvieron de base para realizarlo.

# CAPÍTULO I

## HIDROELÉCTRICAS

### **1.1 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 eléctrica entre diversas regiones del país.” (14)

#### **1.1.1 Antecedentes**

En los años de 1870 a 1930, sucedieron acontecimientos que dieron origen a la evolución del sector eléctrico guatemalteco.

- Se construyeron las primeras plantas generadoras y las empresas encargadas de la distribución, todas de la iniciativa privada. Estas operando en su mayoría bajo concesiones para vender energía en áreas específicas.
- Coexisten aprovechamientos privados de pequeñas hidroeléctricas.
- La mayoría de plantas generadoras en el país son centrales hidroeléctricas.
- Se instala la línea de transmisión Palín-Escuintla.
- Se crea la Empresa Eléctrica de Guatemala que obtiene una concesión por 50 años para proporcionar energía eléctrica a los departamentos de Guatemala y Sacatepéquez.

De los años 1930 a 1944:

- Se crea la primera empresa eléctrica estatal, denominada Santa María, ubicada en Quetzaltenango.

- Se da el auge de pequeñas plantas municipales, algunas concesionadas.
- Electric Bond and Share Co. (Ebasco) construye la primera planta termoeléctrica importante, denominada La Laguna, ubicada en Amatitlán.

En los años 1945 a 1960:

- Se crea el Departamento de Electrificación en la Dirección General de Obras Públicas del Ministerio de Fomento, que construyó varias hidroeléctricas públicas.
- En 1959, se crea el Instituto Nacional de Electrificación (INDE), se trasladan plantas públicas y se le otorga monopolio del sector eléctrico. Se crea la primera ley del INDE en la que establece la integración del directorio con directores públicos y privados, en ese mismo año se modificó, indicando que el Presidente de la República nombraría a los directores.
- El INDE adquiere algunas plantas municipales y privadas para integrarlas al sistema INDE-EEGSA.

En la década de 1960:

- Se crea el sistema interconectado INDE-EEGSA y se inicia la especialización en generación-distribución.
- EEGSA deja de invertir en generación por acercarse al fin de la concesión, previsto para 1972.

En la década de 1970:

- Con la crisis petrolera mundial se inicia el deterioro de la posición financiera de la EEGSA. Las tarifas son fijadas por el gobierno.
- INDE regula y compite en el mercado, ejerce monopolio de generación y distribución.
- Se inician los estudios para las grandes hidroeléctricas.

- Inicia operación la planta hidroeléctrica de Jurún Marinalá (60MW)

En la década de 1980:

- El estado participa activamente como generador.
- Generación, transmisión y distribución a cargo del Estado INDE-EEGSA.
- Tarifas subsidiadas.
- El sistema consolida su estructura hidroeléctrica con la puesta en operación de las plantas hidroeléctricas de Aguacapa (90 MW) y de Chixoy (300 MW).

En la década de 1990:

- Disminuyen las inversiones.
- No hay financiamiento ni en Q ni en US\$.
- La mayoría de la deuda externa la paga el Gobierno.
- Crisis de credibilidad técnica: falla Chixoy y Aguacapa.
- Apagones debido a la poca oferta, se tenía que hacer un racionamiento de la electricidad.
- El sistema sigue basado en energía hidráulica y no tiene capacidad de inversión.
- Insostenible déficit de las empresas públicas.

A Partir del 1996:

- La reforma del sector eléctrico en Guatemala se inició con la emisión de su marco legal, establecido en la Ley General de Electricidad (Decreto 93-96 del Congreso de la República de Guatemala) promulgada el 15 de noviembre de 1996.
- Posteriormente se emitieron el Reglamento de la Ley General de Electricidad (Acuerdo 256-97 del 2 de abril de 1997) y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista -AMM- (Acuerdo 299-98 del 1 de junio de 1998).

- A partir de esas fechas se han emitido normas técnicas de transmisión y distribución, normas de coordinación comercial y operativa y procedimientos técnicos que complementan el marco regulatorio. Así también se han realizado modificaciones a fin de hacer eficientes los procesos de operación de la energía.
- La Reforma definió y separó las funciones normativas, regulatorias, administrativas y empresariales del subsector eléctrico.

### **1.1.2 Entidades del sector eléctrico**

Los actores del sector eléctrico en que los agentes y participantes deben operar conforme lo establecido son:

#### **a) Ministerio de Energía y Minas (MEM):**

“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”.(14)

Además, a esta entidad le compete atender lo relativo al régimen jurídico aplicable a la producción, distribución y comercialización de la energía y de los hidrocarburos, así mismo de la explotación de los recursos mineros.

#### **b) Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE):**

Es el órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas. Tiene independencia funcional y es el encargado de hacer cumplir la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, velar por el cumplimiento de obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios, prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, definir tarifas de transmisión y distribución, dirimir controversias entre los agentes, entre otros.

**c) Administrador del Mercado Mayorista (AMM):**

Es un ente privado, sin fines de lucro, encargado de coordinar las transacciones entre los participantes del mercado mayorista de electricidad para garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica al mínimo costo, en un marco de contratación de energía entre generadores, comercializadores (incluye importadores y exportadores), grandes usuarios y distribuidores.

**d) Comisión Regional de Interconexión (CRIE):**

“es el ente regulador del Mercado Regional, con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional, aplicable a las Partes.” (18) Tiene como objetivos el hacer cumplir el Tratado Marco y sus protocolos, así como sus reglamentos y demás instrumentos complementarios; Procurar el desarrollo del mercado eléctrico y promover la competencia entre los agentes del mercado eléctrico.

**e) Ente Operador Regional (EOR):**

Es un organismo regional adscrito al Sistema de la Integración Centroamericana (SICA) creado a través del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, con personalidad jurídica y capacidad de derecho público internacional que tiene como objetivo principal proponer a la CRIE los procedimientos de operación del mercado y del uso de las redes de transmisión regional. El EOR es encargado de realizar la coordinación de las transacciones de exportación entre los países que integran el tratado marco.

**1.1.3 Mercado mayorista de electricidad**

“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.”(14)

Son agentes del mercado mayorista los generadores que tienen una potencia máxima mayor de cinco megavatios (5MW); los comercializadores, importadores y exportadores que compran o venden bloques de energía asociados a una oferta firme eficiente o demanda firme de por lo menos cinco megavatios (5MW); los distribuidores que tienen un mínimo de quince mil usuarios; y los transportistas que tienen una capacidad de transporte mínima de diez megavatios (10MW).

También dentro del mercado mayorista se encuentran los grandes usuarios, quienes son los que poseen una demanda mínima de 100 kw en una hora del día.

Según el artículo 1 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, “los Generadores, Grandes Usuarios, Transportistas y Distribuidores del Sistema Nacional Interconectado (SNI) que sin cumplir todos los requisitos de la condición de Agente, pueden a juicio del Administrador del Mercado Mayorista incorporarse a la actividad de coordinación de la operación técnica y serán reconocidos como integrantes por el Administrador de Mercado Mayorista.” (20)

## **1.2 Generadores de electricidad**

La actividad de generación consiste en transformar mediante una tecnología concreta una energía primaria en energía eléctrica. Cada tecnología de generación tiene su propia estructura de costos y características técnicas. Los que utilizan recursos renovables tienen un costo variable bajo pues su materia prima es suministrada por la naturaleza y el proceso de transformación es distinto al de un generador que utiliza recursos no renovables.

Un 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.” (14)

En cuanto a quien puede poseer una central de generación, la Ley de General de Electricidad indica que “Es libre la instalación de centrales generadoras, las cuales no requerirán de autorización de ente gubernamental alguno y sin más limitaciones que las que se den de la conservación del medio ambiente y de la protección a las personas, a sus derechos y a sus bienes. No obstante, para utilizar con estos fines los que sean bienes del Estado, se requerirá de la respectiva autorización del Ministerio, cuando la potencia de la central exceda de 5MW. El Ministerio deberá resolver sobre las solicitudes de las autorizaciones en un plazo de noventa (90) días contados a partir de la fecha en que se presenten las mismas.” (14) El Ministerio de Energía y Minas (MEM), es el encargado de dichas autorizaciones.

Para el año 2017, el mayor porcentaje de participación en producción de energía fue de las centrales hidráulicas.

Se puede observar en la siguiente tabla la participación en generación por tecnología para el año 2017:

Tabla 1  
Producción de electricidad por tecnología  
Año 2017

<b>Tecnología</b>	<b>GWh</b>	<b>%</b>
Cogeneradores	1,719.26	13.89%
Turbinas de gas	5.05	0.04%
Geotérmicas	253.05	2.04%
Plantas hidráulicas	5,765.33	46.56%
Turbinas de vapor	2,919.72	23.58%
Motores reciprocantes	411.24	3.32%
Fotovoltaica	198.20	1.60%
Eólica	218.06	1.76%
Importaciones	828.71	6.69%
Desviaciones	62.67	0.51%
<b>TOTAL</b>	<b>12,381.28</b>	<b>100%</b>

Fuente: Informe Estadístico 2017 (AMM).

### **1.2.1 Tipos de generadores**

A continuación, se menciona los tipos de tecnologías que se utilizan para la generación de energía eléctrica:

#### **a) Centrales hidráulicas:**

Estas aprovechan la energía de una masa de agua situada en el cauce de un río o retenida en un embalse.

#### **b) Centrales eólicas:**

Son las que producen electricidad a partir de la energía cinética del viento.

#### **c) Centrales solares:**

Aprovechan la energía solar para producir electricidad.

#### **d) Centrales de energía del mar:**

El recurso energético existente en el mar se manifiesta de distintas formas, como oleaje, corrientes marinas, mareas, diferencias de temperatura o gradientes térmicos y diferencias de salinidad, lo que da lugar para el aprovechamiento de la energía del mar. En Guatemala no hay instalada alguna central de este tipo.

#### **e) Centrales geotérmicas:**

Este tipo de energía es la almacenada en forma de calor bajo la superficie de la tierra sólida y supone el recurso energético renovable más importante, después del sol. Su origen proviene del calor del interior de la Tierra.

#### **f) Centrales nucleares:**

Esta tecnología se basa en la fusión de los núcleos de uranio. El calor obtenido de la misma se utiliza para producir vapor, el cual se turbiniza para producir electricidad.

**g) Centrales térmicas convencionales:**

Consiste en quemar algún tipo de combustible fósil para producir vapor, el cual es turbinado para producir electricidad. El combustible para este tipo de centrales se puede utilizar carbón, gas natural y fuel oil. En Guatemala no hay centrales que utilicen gas natural.

**h) Centrales de cogeneración:**

En estas centrales se obtiene de forma simultánea electricidad y energía térmica útil.

**i) Centrales de biomasa:**

Consiste en quemar algún tipo de combustible de origen orgánico para producir vapor, el cual es turbinado para producir electricidad. Utilizan materias orgánicas de origen vegetal o animal procedentes de residuos o de cultivos energéticos. Los ingenios en época de zafra, utilizan el bagazo de la caña para producir electricidad.

**1.3 Hidroeléctricas**

Es toda instalación que tiene como objetivo aprovechar el recurso hidrológico de los ríos para transformarlo en energía eléctrica.

“Si se concentra grandes cantidades de agua en un embalse, se obtiene inicialmente, energía potencial, la que por la acción de la gravedad adquiere energía cinética o de movimiento pasa de un nivel superior a otro muy bajo, a través de las obras de conducción (la energía desarrollada por el agua al caer se le conoce como energía hidráulica), por su masa y velocidad, el agua produce un empuje que se aplica a las turbinas, las cuales transforman la energía hidráulica en energía mecánica.” (29)

“En las plantas hidroeléctricas el caudal de agua es controlado y se mantiene casi constante, transportándola por unos conductos, controlados con válvulas

para así adecuar el flujo de agua que pasa por las turbinas, teniendo en consideración la demanda de electricidad, el agua luego sale por los canales de descarga de la planta.” (29)

Según datos del Ministerio de Energía y Minas, al mes de junio de 2017, se tiene una potencia efectiva instalada de 1,417.0 MW en centrales hidroeléctricas conectadas al Sistema Nacional Interconectado (SNI).

### **1.3.1 Componentes principales**

A continuación, se describen los principales componentes que conforman a una hidroeléctrica:

#### **a) Presa:**

Es el elemento más grande de la obra civil de la hidroeléctrica, vital para el embalse del agua.

Debe de tener la capacidad para soportar la presión del recurso hídrico.

“Con la construcción de una presa se consigue un determinado desnivel de agua, que es aprovechado para conseguir energía. La presa es un elemento esencial y su forma depende principalmente de la orografía del terreno y del curso del agua donde se tiene que situar.” (27)

#### **b) Embalse:**

Es la parte de la hidroeléctrica donde se retiene el agua del río, con el objetivo de mantener disponibilidad de la misma y aprovechar el caudal. El agua retenida se utiliza mayormente para la generación de energía en hora de punta, es decir de las 18:00 a 22:00 horas de un día, no obstante en el resto del día se disminuye el aprovechamiento del caudal pues la demanda no requiere tanta oferta hidrológica.

### **c) Turbina hidráulica:**

Son el elemento fundamental para el aprovechamiento de la energía en las centrales hidráulicas. Tienen como función transformar la energía cinética o de velocidad, generada por la acción del agua a presión, en energía de rotación a través del movimiento de las ruedas de impulsión y reacción.

La altura de carga de agua disponible, el caudal y la velocidad de rotación, son factores que determinan la clase de las turbinas. Se pueden mencionar los siguientes tipos:

- **Pelton:**

“Es una turbina de acción o de chorro, tangencial y normalmente de eje horizontal. Se utiliza en saltos de agua de gran altura (superiores a 200 m) y con pequeños caudales de agua (hasta 10 metros cúbicos por segundo). El distribuidor está formado por una o varias entradas de agua al rodete. Los álabes que están situados sobre la periferia del rodete tienen forma de cuchara. La fuerza del impulso del agua es la responsable del giro de la turbina.” (24)

Esta es una turbina de impulsión, que se adapta especialmente a grandes alturas de carga (caídas de agua) por encima de 100 metros. Las hay de eje horizontal y de eje vertical.

Entre las hidroeléctricas que tienen este tipo de turbina están: Chixoy, Aguacapa y Jurún Marinalá.

- **Francis:**

“Esta es una turbina de reacción, que se utiliza especialmente para alturas de carga media e inferiores a los 50 metros.” (24)

Se puede mencionar a Los Esclavos, El Salto y San Luis.

- **Kaplan:**

También llamadas axiales o de hélice, “se emplean de preferencia cuando la diferencia de cotas es pequeña, menor que unos 30 metros. Estas turbinas

son las más económicas y son muy eficientes cuando se dispone del caudal de diseño, pero su eficiencia cae rápidamente si el caudal disminuye.” (24)

Se puede mencionar a Hidroeléctrica Raaxhá con este tipo de turbina.

#### **d) Sistema de conducción**

Este sistema lo componen los siguientes elementos:

- Túnel y cámara de equilibrio:

Es un conducto por el que se toma el agua del embalse y es llevada hasta la casa de máquinas, en la que se generará la energía eléctrica. Se necesita dispositivos para la regulación de presión del agua y del caudal, debido a la velocidad que lleven.

La chimenea simple y el tanque diferencial de equilibrio constituyen el principal sistema de seguridad del túnel. La función de los mencionados, consiste en contrarrestar las variaciones de presión simultáneamente las regula en el conducto forzado. Lo anterior es debido a la apertura o cierre de la entrada del agua hacia las turbinas.

- Compuertas y válvulas de toma:

Se encuentran ubicadas en la unión del túnel de aducción y el embalse, consisten en dejar ingresar el agua al embalse y la cantidad necesita por las turbinas. También tienen como función cerrar totalmente el paso del recurso hídrico si se llegara a dañar una sección del túnel a manera de obtener el mínimo de pérdidas en caso de vibraciones y detonaciones en el embalse.

#### **e) Tubería forzada:**

Este no es más que el conducto por medio del cual el agua llega a las turbinas, que generalmente se encuentra en caídas de altura para aumentar la presión del agua.

**f) Aliviadero o vertedero:**

Este tiene como función evacuar la cantidad de agua que sobre pasa el embalse. Además, regula el nivel de agua que llega a las poblaciones alrededor para evitar inundaciones en la época de invierno. Cuando en el SNI, hay más oferta de la que se necesita, por causa de que aumentan las condiciones hidrológicas, se entra en una situación de vertimiento y el AMM obliga a todos los generadores hidráulicos a evacuar ese extra de caudal a fin de regular la oferta con la demanda.

**g) Casa de máquinas:**

Es en donde se genera la energía eléctrica, pues en ella se ubican las turbinas, los generadores, los transformadores y la sala de mandos.

**h) Subestación o líneas de transmisión:**

Una vez generada y transformada la energía eléctrica se conduce a las líneas de transmisión, que son subestaciones eléctricas elevadoras que aumentan la tensión de salida de sus generadores, la energía se conduce a subestaciones eléctricas reductoras que disminuyen el nivel de tensión haciendo apto su uso para medianos consumidores.

### **1.3.2 Tipos de hidroeléctricas**

Las hidroeléctricas pueden ser clasificadas basado en las características del terreno donde se sitúa la central condicionan en gran parte del diseño

**a) Centrales de agua fluyente:**

También denominadas de filo de agua. "En este caso no existe embalse, el terreno no tiene mucho desnivel y es necesario que el caudal del río sea lo suficiente constante como para asegurar una potencia determinada durante todo el año. Durante la temporada de precipitaciones abundantes, desarrollan su máxima potencia y dejan pasar agua excedente. En cambio, durante la

época seca, la potencia disminuye en función del caudal, llegando a ser casi nulo en algunos ríos en verano.” (27)

Ejemplo: Hidroeléctrica Los Patos, hidroeléctrica Visión de Águila.

**b) Centrales de embalses:**

En Guatemala es el tipo de central más frecuente. “Mediante la construcción de una o más presas que forman lagos artificiales donde se almacena un volumen considerable de agua por encima de las turbinas. El embalse permite graduar la cantidad de agua que pasa por las turbinas. Con el embalse puede producirse energía eléctrica durante todo el año aunque el río se seque completamente durante algunos meses, cosa que sería imposible con una central de agua fluyente.” (27)

Este tipo de centrales exigen una inversión de capital mayor que las de agua fluyente

**c) Centrales de bombeo o reversibles:**

“Son un tipo especial de centrales que hacen posible un uso más racional de los recursos hidráulicos.

Disponen de dos embalses situados a diferente nivel. Cuando la demanda diaria de energía eléctrica es máxima, estas centrales trabajan como una central hidroeléctrica convencional: el agua cae desde el embalse superior haciendo girar las turbinas y después queda almacenada en el embalse inferior.

Durante las horas del día de menor demanda, el agua es bombeada al embalse superior para que vuelva a hacer el ciclo productivo.” (27)

**1.3.3 Tipo de capacidad de regulación**

Las hidroeléctricas que tienen la capacidad de regular su generación son las que tienen embalse, en su mayoría acumulan agua para aumentar el caudal

en la banda de punta que es de las 18:00 a las 22:00 horas, esto con el objetivo que para este período de máxima demanda del día, se obtenga el menor costo posible del precio de energía.

“Las centrales hidráulicas con embalse se clasifican según su capacidad de regulación, la capacidad de regulación se refiere a la capacidad del embalse para guardar agua suficiente para generar a plena carga y poder transferirla entre subperiodos comprendidos en el periodo de regulación. Los parámetros anteriores permiten clasificar las centrales hidráulicas en los siguientes tipos:”  
(1:28)

**a) Centrales de capacidad anual:**

“Son las centrales de mayor capacidad de embalse, con posibilidad de realizar por lo menos regulación anual, o sea transferir energía como volumen embalsado entre períodos de tres o más meses. Por otra parte, y a los fines de su tratamiento en la programación, su potencia instalada y energía firme representan actualmente un porcentaje importante de la demanda total del MM, pudiendo su operación afectar significativamente el resultado económico de éste a mediano y largo plazo.” (1:29)

Ejemplo: Hidroeléctrica de Chixoy

**b) Centrales de capacidad mensuales:**

“Son las centrales que, no perteneciendo a la categoría de capacidad anual, cuentan con una potencia instalada significativa respecto a la demanda total del MM y con suficiente capacidad de embalse con relación a su energía firme como para permitir por lo menos una regulación mensual, o sea que pueden transferir agua entre las distintas semanas de un mes. Por lo tanto su operación puede afectar significativamente el resultado económico del MM de una semana respecto a otra.” (1:29) Este tipo de centrales se utilizan en el horario de punta, es decir de 6:00 p.m. a 10:00 p.m., sin restricciones

importantes a sus despachos diarios y horario, por contar con algún tipo de embalse regulador de las variaciones súbitas de caudal, o por no tener requerimientos significativos aguas abajo.

Ejemplo: Hidroeléctrica Jurún Marinalá

**c) Centrales de capacidad semanal:**

“Son las centrales que, a pesar de tener una capacidad de embalse limitada, tienen posibilidades de realizar por lo menos regulación semanal, o sea transferir agua dentro de la semana entre distintos tipos de días. Como consecuencia, su operación puede afectar la evolución de los precios diarios del MM.” (1:29)

**d) Centrales de capacidad diaria:**

“Son las centrales que cuentan con un embalse con capacidad de acumulación de agua y tienen posibilidades de realizar por lo menos regulación diaria, o sea transferir agua dentro de un día entre distintas horas. Como consecuencia, su operación puede afectar la evolución de los precios horarios del MM.” (1:30)

Ejemplo: Oxec, Hidrocanadá, Palo Viejo, El Recreo

**e) Centrales de filo de agua:**

“Son centrales con ninguna capacidad de embalse que, a los efectos de la programación y el despacho, se considerarán generando el caudal entrante. Sus restricciones hidráulicas aguas abajo y las restricciones operativas de la central limitan su despacho horario y/o diario.” (1:31)

Ejemplo: Hidroeléctrica Ixtalito, Hidroeléctrica Los Patos, Hidroeléctrica El Salto Marinalá

### **1.3.4 Funcionamiento de la hidroeléctrica**

Una hidroeléctrica genera energía obtenida principalmente de las corrientes de los ríos. “La gravedad hace que el agua fluya de un terreno más alto a uno

más bajo, creando una fuerza que puede ser usada para accionar generadores de turbina y producir electricidad.” (22)

“La presa, situada en el curso de un río, acumula artificialmente un volumen de agua para formar un embalse. Eso permite que el agua adquiera una energía potencial que después se transformará en electricidad.

Por esto, la presa se sitúa aguas arriba, con una válvula que permite controlar la entrada de agua a la galería de presión; previa a una tubería forzada que conduce el agua hasta la turbina de la sala de máquinas de la central.

El agua a presión de la tubería forzada va transformando su energía potencial en cinética (es decir, va perdiendo fuerza y adquiere velocidad). Al llegar a la sala de máquinas el agua actúa sobre los álabes de la turbina hidráulica, transformando su energía cinética en energía mecánica de rotación.

El eje de la turbina está unido al del generador eléctrico, que al girar convierte la energía rotatoria en corriente alterna de media tensión.

El agua, una vez ha cedido su energía, es restituida al río aguas debajo de la central a través de un canal de desagüe.” (27)

### **1.3.5 Ventajas de las centrales hidroeléctricas**

La energía generada por una hidroeléctrica, es considerada energía limpia y por ser de fuente renovable tiene las siguientes ventajas:

- No necesitan combustibles.
- Bajo costo de la electricidad a largo plazo.
- Estabilidad en la tarifa al usuario final.
- No emiten gases de efecto invernadero.
- Los costos de explotación y mantenimientos son bajos.
- Las turbinas hidráulicas son de fácil control.

- Como país, se tiene importantes ingresos fiscales una vez agotado el período de incentivos.
- Son compatibles con el Programa de Electrificación Rural (PER).
- La energía generada si no se vende en mercado a término, en automático se vende al mercado spot.
- Genera oportunidades de trabajo en las comunidades alrededor de la hidroeléctrica.
- Por el tipo de recurso que utilizan el costo variable de generación es menor que a otra clase de generador, haciendo que en la lista de mérito que hace el AMM, estén convocados a generar.

### **1.3.6 Desventajas de las centrales hidroeléctricas**

Se puede mencionar las siguientes:

- Para este tipo de proyectos, el tiempo de construcción es más largo que el de otras centrales de generación.
- Las condiciones meteorológicas influyen en la generación de energía eléctrica y si se tiene algún compromiso de abastecimiento, el costo de cumplirlo se eleva en época de verano.
- Las demandas de las comunidades que se encuentran alrededor, intervienen en los proyectos de las hidroeléctricas.
- El costo de inversión es elevado por cada kilovatio instalado.
- Principalmente en invierno, cuando la oferta es mayor a la demanda, se puede estar en condición de vertimiento, lo que desaprovecha el recurso hídrico, afectando la generación.

### **1.3.7 Principales hidroeléctricas en Guatemala**

En Guatemala, en el año 2017, según el informe estadístico del Administrador del Mercado Mayorista (AMM), el 46.56% de la generación de energía eléctrica fue derivada del recurso hídrico.

Las hidroeléctricas con mayor potencia instalada son las siguientes:

Tabla 2  
Principales hidroeléctricas en Guatemala

Nombre de la central	Capacidad instalada	Inicio de operación
Chixoy	300.000 MW	27/11/1983
Renace 3	108.000 MW	27/11/2016
Renace 2	114.784 MW	3/04/2016
Hidro Xacbal	94.000 MW	8/08/2010
Aguacapa	90.000 MW	22/02/1982
Palo Viejo	85.000 MW	31/05/2012
Renace 1	68.100 MW	Marzo de 2004
Jurún Marinalá	60.000 MW	12/02/1970
El Canadá	48.100 MW	23/11/2003
Las Vacas	39.000 MW	Mayo de 2002
Oxec	26.100 MW	1/11/2015

Fuente: Elaboración propia con información del Informe Despacho Estacional 2017. AMM.

### 1.3.8 Estructura organizacional

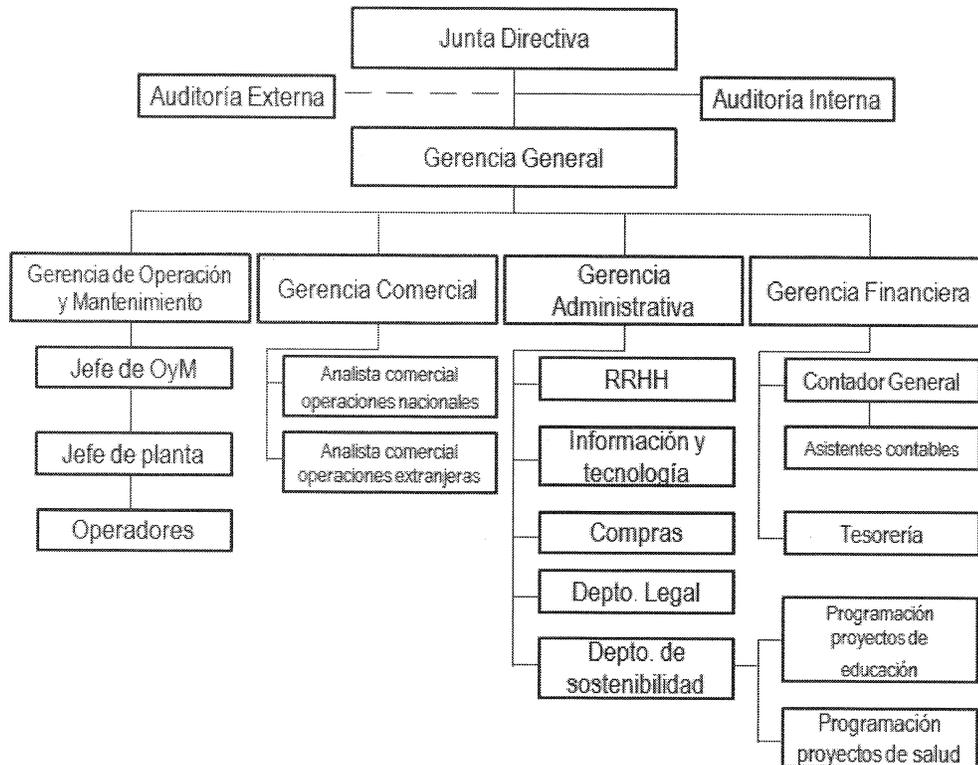
Las hidroeléctricas como toda entidad, tienen una actividad principal, que para las mencionadas es la generación de energía eléctrica.

A continuación, se presenta un ejemplo de cómo podría ser la estructura organizacional de una empresa de generación de energía. En la que la gerencia de operación y mantenimiento, tiene la función de la dirección de la central hidroeléctrica en cuanto a las operaciones de producción. Es en esta área donde el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) tiene comunicación para dar indicaciones de la operación que se efectúa en la sala de mandos, que es controlada por los operadores.

La gerencia comercial, es la encargada de la venta de la producción. Tiene el control de las transacciones comerciales a nivel nacional y si está autorizado por las entidades correspondientes, también podrá hacer transacciones fuera de Guatemala.

En la gerencia administrativa cabe resaltar que, el departamento de sostenibilidad tiene la responsabilidad de llevar a cabo programas sociales a beneficio de las comunidades.

Figura 1  
Modelo de una estructura organizacional de una hidroeléctrica



Fuente: elaboración propia con base en la investigación.

#### 1.4 Legislación aplicable

El sector eléctrico se rige por la siguiente legislación:

##### a) Constitución Política de la República de Guatemala:

Se menciona en el artículo 121, 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.

También en el artículo 129, 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.

**b) Ley General de Electricidad:**

Derivado de la urgencia nacional de electrificación, se hace necesaria la participación de empresas para generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

Se crea la Ley General de Electricidad (Decreto No. 93-96, Congreso de la República de Guatemala), que norma el desarrollo del conjunto de actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad.

El órgano del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes de Estado, programas indicativos relativos al subsector eléctrico y aplicar la Ley, es el Ministerio de Energía y Minas, el cual tiene un órgano técnico siendo este la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

**c) Reglamento de la Ley General de Electricidad:**

Se crea “para la adecuada aplicación de la Ley General de Electricidad, deben desarrollarse sus normas en forma reglamentaria, para cuya finalidad es procedente dictar las respectivas disposiciones legales.” (19)

Lo dispuesto en el Reglamento de la Ley General de Electricidad (Acuerdo Gubernativo No. 256-97, Presidente de la República) se aplican a las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización, que incluye la importación y exportación, de electricidad que desarrollan tanto las personas individuales o jurídicas con participación privada, mixta o estatal, independientemente de su grado de autonomía y régimen de constitución.

Los responsables de la aplicación son el Ministerio de Energía y Minas a través de la dependencia competente y de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

**d) Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista:**

La Ley General de Electricidad en el artículo 44 determina que la administración del mercado mayorista estará a cargo de un ente privado, sin fines de lucro. También determina la conformación de mecanismos de financiamiento y el funcionamiento del Administrador del Mercado Mayorista.

Se crea el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (Acuerdo Gubernativo No. 299-88, Presidencia de la República), para que pueda cumplir con sus funciones y para definir los principios generales del mercado mayorista.

**e) Normas del Administrador del Mercado Mayorista**

“Son las disposiciones y procedimientos emitidos por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de conformidad con la Ley General de Electricidad, el Reglamento de dicha Ley y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, y que tienen por objeto coordinar las actividades comerciales y operativas, con la finalidad de garantizar la continuidad y la calidad del servicio.” (20)

**f) Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable**

Es una ley que tiene como objeto promover el desarrollo de proyectos que utilicen recursos renovables, estableciendo incentivos fiscales, económicos y administrativos para cumplir tal efecto.

**g) Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central**

El Gobierno de la República de Guatemala suscribió el Tratado del Marco Eléctrico de América Central, y el Protocolo al Tratado Marco del Mercado

Eléctrico de América Central, en el que se incluye a los gobiernos de las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá.

Teniendo por objeto “la formación y crecimiento gradual del Mercado Eléctrico Regional competitivo, en adelante denominado el Mercado, basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región dentro de un marco de respeto y protección al medio ambiente.” (18)

#### **h) Legislación fiscal**

Las principales regulaciones en materia tributaria que aplican a una entidad de energía hidráulica están:

- Impuesto sobre la renta:

Este es el impuesto directo que se aplica en Guatemala a la renta que obtenga toda entidad, derivado de la inversión de capital, del trabajo o la combinación de los anteriores. De conformidad con el Decreto No. 10-12 del Congreso de la República de Guatemala, establece en el Libro I “Impuesto sobre la renta” que las compañías pueden adoptar dos diferentes regímenes que son: a) Sobre utilidades de actividades lucrativas y b) Opcional simplificado sobre ingresos de actividades lucrativas.

A raíz de la creación de la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable (Decreto No. 52-203, Congreso de la República de Guatemala), se dieron incentivos fiscales a los proyectos con generación renovable entre los cuales está la exención del pago del impuesto sobre la renta por un período de diez años desde la fecha de inicio de operación comercial, no obstante, esta exención aplica a las actividades por la generación de energía y no a las demás actividades que la entidad realice.

- Impuesto al valor agregado:

Este impuesto es generado por la venta o permuta de bienes muebles o inmuebles situados en el territorio nacional, derechos reales constituidos sobre ellos y la prestación de servicios. También aplica a este impuesto las importaciones.

La Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable (Decreto No. 52-203, Congreso de la República de Guatemala), establece que las entidades que realicen proyectos de energía con recursos energéticos renovables gozaran de: “Exención de derechos arancelarios para las importaciones, incluyendo el Impuesto al Valor Agregado -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.”(15) La vigencia de este incentivo es de diez años, el cual aplica exclusivamente durante el período de preinversión y el período de construcción.

- Impuesto único sobre inmuebles:

Puesto que el impuesto recae sobre los bienes inmuebles, rústicos o rurales y urbanos, integrando a los mismos el terreno, las estructuras, construcciones, instalaciones adheridas al inmueble y sus mejoras, los generadores de energía hidráulica están afectas a este impuesto sobre los inmuebles que poseen en los que se pueden mencionar a la casa de máquina, la presa, la subestación y los terrenos donde se encuentra el túnel de conducción.

- Impuesto sobre circulación de vehículos terrestres, marítimos y aéreos:

Para los vehículos que posea la entidad, el impuesto se aplicará conforme a lo establecido en el libro V del Decreto 10-12, Ley de Actualización Tributaria, del Congreso de la República de Guatemala.

**i) Legislación laboral**

El Código de Trabajo (Decreto 1441, Congreso de la República de Guatemala), establece los plazos que tiene cada jornada laboral, así como el número de horas. También establece que además de los salarios ordinarios y extraordinarios, los patronos están obligados a pagar un bono incentivo que no está sujeto al cargo del seguro social.

Entre los beneficios complementarios para el empleado se encuentra las cuotas al seguro Social, el aguinaldo, el bono 14, las vacaciones y la indemnización.

## **CAPÍTULO II**

### **TRANSACCIONES COMERCIALES EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD DE GUATEMALA**

#### **2.1 Productos y servicios del mercado mayorista**

Los productos y servicios que se compran y venden en el mercado mayorista son:

- Potencia eléctrica
- Energía eléctrica
- Servicios de transporte de energía eléctrica
- Servicios complementarios

##### **2.1.1 Potencia eléctrica**

Es la máxima capacidad en que un generador puede entregar energía. Este producto se transa en el mercado de desvíos de potencia y en el mercado a término.

Cuando se realizan las transacciones de desvío de potencia, se refiere al conjunto de intercambios que se dan en el mercado mayorista de electricidad, los cuales resultan de los faltantes o excedentes de potencia comprometida en contratos entre los participantes, durante el período de las 18:00 a las 22:00 horas, al inicio de cada intervalo, a la hora en punto.

La valorización del desvío negativo será de US\$ 8.90/kW-mes, el cual el AMM anualmente deberá analizar este valor y proponer su modificación. La recaudación por desvíos de potencia negativos del mes se distribuye entre los participantes productores y consumidores con excedentes por desvíos de potencia positivos.

En el segundo caso, de realizarse la transacción en el mercado a término, la potencia contratada es utilizada para el cubrimiento de demanda firme. Se realiza mediante una planilla establecida por la página web del Administrador del Mercado Mayorista, en la que se ingresará el agente vendedor y el comprador, indicando la cantidad de potencia en kilovatios, así como el período de la venta.

“En cada hora, para cada Participante productor con Contratos resulta asignada una parte o toda su potencia neta efectivamente generada a cada uno de sus Contratos de Abastecimiento, en función de la potencia comprometida en cada uno de sus contratos. Dada una potencia generada (GEN) se denomina Potencia Generada para un Contrato (PGCONT) a la parte de dicha potencia que se considera abasteciendo un Contrato de Abastecimiento del participante productor.” (3:2)

La valorización de la potencia en el mercado a término dependerá del acuerdo entre las partes contractuales, la cual no es obligatoria que sea conocida por el AMM.

La cantidad máxima de potencia que puede vender un generador o transacción internacional para cubrimiento de demanda firme es la que establece el AMM, llamada Oferta Firme Eficiente (OFE), la cual se realiza el cálculo anualmente.

### **2.1.2 Energía eléctrica**

La energía se considera un bien de consumo y al no poder ser almacenada se debe tener un equilibrio entre la demanda y la generación.

Este producto se transa en el mercado de oportunidad y en el mercado a término. A diferencia de la potencia, la energía se mide en tiempo, es decir por MWh.

En el caso de que se transe en el mercado de oportunidad, la energía se vende y/o compra por hora y se valora al precio de oportunidad que lo informa la AMM.

Si se comercializa en el mercado a término, las partes establecen por medio de una planilla en el sistema del Administrador del Mercado Mayorista, una cantidad por hora de kilovatios a suministrar la cual puede ser diferente cantidad en cada periodo horario, el nodo de interconexión y el período a suministrar la energía. En cuanto a la valorización, el precio es establecido por las partes y no tienen obligación de darlo a conocer al AMM.

En el caso que un generador tenga un contrato de mercado a término y la generación de la central no abastece lo comprometido, el agente vendedor puede comprar lo faltante en el mercado spot.

### **2.1.3 Servicios de transporte de energía**

El conjunto de subestaciones de transformación y líneas de transmisión, se le denomina sistema de transmisión y se encuentran 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.

Este servicio está a cargo de los agentes transportistas, quienes deben de tener la capacidad mínima de transporte de diez megavatios. La Ley General de Electricidad los define como la persona, individual o jurídica, poseedora de instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de electricidad.

Este tipo de transporte recibe el nombre de peaje, el cual comprende un sistema principal y sistemas secundarios.

El sistema principal “es el sistema de transmisión compartido por los generadores. La Comisión definirá este sistema, de conformidad con el informe que al efecto lo presente el administrador del mercado mayorista.”(14)

El sistema secundario “Son las instalaciones que no forman parte del sistema Principal, que conectan a un participante productor con el Sistema Principal de Transporte, determinadas por la resolución de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.” (12:2)

#### **2.1.4 Servicios complementarios**

“Son los servicios requeridos para el funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado, con el nivel de calidad y el margen de confiabilidad, de acuerdo a lo establecido en las Normas Técnicas y en las de Coordinación.” (20)

En la norma de coordinación comercial No. 8, se puede distinguir los siguientes servicios complementarios:

##### **a) Reserva rodante regulante (RRR):**

“Se define como reserva rodante regulante a la fracción de la capacidad de una unidad generadora que está sincronizada al sistema de potencia pero que no está asignada a la producción de energía y que tiene como finalidad que la unidad generadora participe efectivamente en la Regulación Primaria de la Frecuencia. La magnitud de esta reserva será del 3% de la generación en cada hora.” (9:2)

En esta reserva participan todos los generadores sin embargo no es remunerada.

##### **b) Reserva rodante operativa (RRO):**

Esta reserva sirve para cubrir imprevistos con respecto al aumento de demanda y contingencias que se puedan presentar en la generación o del

transporte de la energía. “Se define como Reserva Rodante Operativa a la fracción de la capacidad de una unidad generadora que está sincronizada al sistema de potencia pero que no está asignada a la producción de energía. Tiene como finalidad que la unidad generadora participe en la regulación secundaria y que esté disponible para otros requerimientos operativos.” (9:2)

Es asignada por el Administrador del Mercado Mayorista siguiendo los criterios técnicos y económicos descritos en la norma. Se utiliza para el despacho diario y si hubieran redespachos, el precio de la oferta por la prestación del servicio de RRO y el costo variable declarado por cada unidad generadora ofrecida, asignando la potencia a generar y el margen de reserva con el que se obtenga el mínimo costo operativo total. En cuanto a los criterios técnicos, la central debe tener el equipo necesario para poder suministrar este servicio, así como estar autorizada por el AMM para prestar la reserva.

El precio tope de este servicio complementario, será igual al producto multiplicador, el cual inicialmente se establece en dos, por el precio de oportunidad de la energía promedio publicado en los informes de transacciones económicas de los últimos doce meses.

**c) Reserva rápida (RRA):**

Es un tipo de generación que puede ser arrancada y ser conectada al Sistema Nacional Interconectado (SNI) en un plazo no superior a una hora. “El AMM liquidará por cada unidad generadora que forme parte de la lista de mérito de Reserva Rápida integrada conforme se indica en la Norma de Coordinación Operativa Número 3, un importe equivalente a valorizar la potencia ofrecida al precio de la oferta, que no podrá superar el precio de la oferta, que no podrá superar el precio de referencia de la potencia (PREFP), de no ser suficiente con las unidades generadoras con Contratos Existentes, utilizadas para reserva rápida, a las cuales se les pagará el valor del contrato, en función de

sus compromisos contractuales para los Contratos Existentes de acuerdo al Artículo 4 del Reglamento del AMM. El servicio complementario de Reserva Rápida, será pagado por los Participantes Consumidores proporcionalmente a su demanda máxima registrada del día entre 18 y 20 horas.” (9:4)

**d) Demanda interrumpible:**

“Para efectos de liquidación, el Administrador del Mercado Mayorista tomará en cuenta la estimación de energía interrumpida, el precio ofrecido por el ofertante del servicio y la disponibilidad para ser tomada en cuenta como oferta de inyección al Mercado Eléctrico Regional (MER), para cada bloque de demanda interrumpible, que el Gran Usuario se comprometa a retirar del Sistema Eléctrico Nacional, según su declaración de Demanda Interrumpible hecha de acuerdo a lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial Número 1.” (9:4)

**e) Arranque en negro:**

“Con base en la oferta recibida de cada Generador el AMM liquidará mensualmente, por cada unidad habilitada para prestar el servicio de arranque en negro, la doceava parte de la anualidad de la correspondiente inversión declarada por el Generador y aceptada por el AMM para los equipos necesarios para este servicio, de no ser suficiente con las máquinas disponibles con arranque en negro en función de sus compromisos contractuales para aquellos Contratos Existentes de acuerdo al Artículo 40 del Reglamento del AMM. El monto total de este servicio será abonado por los Participantes consumidores a su demanda de energía mensual.” (9:7)

**2.2 Tipos de mercado**

Las compras y ventas de la potencia y energía del mercado mayorista se realizan a través de tres tipos de mercados.

### **2.2.1 Mercado de oportunidad**

También llamado mercado spot, se utiliza “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.” (20) Para este tipo de mercado no se necesita realizar un procedimiento especial en el sistema del Administrador del Mercado Mayorista.

### **2.2.2 Mercado a término**

Este tipo de mercado se utiliza “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.” (20)

Todos los contratos del mercado a término se realizan a través del sistema del Administrador del Mercado Mayorista.

En el año 2017, la energía se transó de la siguiente manera.

Tabla 3  
Energía transada en el Sistema Nacional Interconectado  
Año 2017  
GWh

Mes	Mercado a Término (GWh)	Mercado de Oportunidad (GWh)	Total
Enero	888.40	76.15	812.24
Febrero	845.81	78.17	767.65
Marzo	864.97	186.09	1051.07
Abril	861.33	123.83	985.16
Mayo	775.94	228.65	1004.59
Junio	790.00	211.41	1001.41
Julio	842.93	209.22	1052.16
Agosto	872.52	156.47	1028.99
Septiembre	749.96	179.64	929.60
Octubre	819.78	151.02	970.79
Noviembre	823.40	163.27	986.67
Diciembre	748.61	228.59	977.20
<b>Total</b>	<b>9,883.66</b>	<b>1,992.52</b>	<b>11,876.17</b>
%	83.22%	16.78%	100%

Fuente: Elaboración propia con información de Informe Estadístico 2017. (AMM)

### 2.2.3 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 Participante 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.” (20)

## **2.3 Administrador del Mercado Mayorista (AMM)**

“En 1996, el Gobierno de la República de Guatemala puso en marcha el ordenamiento de la industria eléctrica del país, emitiendo la Ley General de Electricidad, Decreto No. 93-96 y su reglamento en el acuerdo gubernativo No. 256-97.” (23) En la mencionada Ley, se crea al encargado de la administración y coordinación del mercado mayorista de electricidad, siendo una entidad privada y sin fines de lucro. Cuyo objetivo es asegurar el correcto funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y de las interconexiones.

Está integrado por dos órganos:

- a) La junta directiva, cómo órgano de dirección superior. Se integra con diez miembros titulares electos por los agentes de mercado mayorista (generadores, distribuidores, transportistas, comercializadores) y los grandes usuarios.
- b) La gerencia general, como ejecutor de las decisiones de la junta directiva.

### **2.3.1 Funciones**

La Ley General de Electricidad, en el artículo 44, establece las siguientes funciones para el Administrador del Mercado Mayorista:

- 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 a largo plazo libremente pactados.

c) Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica.

Además de las descritas por la Ley, el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (RAMM) establece en el artículo 15, que es función del AMM, realizar el despacho o programación de la operación, la coordinación de la operación del Sistema Nacional Interconectado, dentro de los requerimientos de la calidad de servicio y seguridad, el posdespacho y la administración de las transacciones comerciales del mercado mayorista.

También se cita en este artículo que el AMM asesorará de manera técnica en la elaboración del Plan Indicativo del Sistema de Generación, la que consistirá en realizar estudios técnicos y proporcionar la información necesaria que se le solicite para analizar el comportamiento del mercado mayorista y del Sistema Nacional Interconectado, con el objetivo de identificar las necesidades de generación para el cubrimiento de la demanda del sistema.

“El Administrador del Mercado Mayorista coordinará conjuntamente con los respectivos organismos homólogos de otros países la operación y transacciones comerciales relacionadas con la importación y exportación de energía eléctrica.”(20)

“En caso de necesidad, para garantizar la seguridad y el suministro de electricidad, el Ministerio, con la opinión previa del Administrador del Mercado Mayorista y Comisión Nacional de Energía Eléctrica, podrá declarar en situación de emergencia al Sistema Nacional Interconectado y decretar las medidas pertinentes” (20)

#### **2.4 Normas de coordinación del Administrador del Mercado Mayorista**

“Son las disposiciones y procedimientos emitidos por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y aprobados por la Comisión Nacional de Energía

Eléctrica, de conformidad con la Ley General de Electricidad, el Reglamento de dicha Ley y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, y que tienen por objeto coordinar las actividades comerciales y operativas, con la finalidad de garantizar la continuidad y la calidad del servicio.” (20)

Las normas de coordinación se dividen en operativas y comerciales.

#### **2.4.1 Normas de coordinación operativa**

“Es el conjunto de disposiciones y procedimientos, emitidos por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), y aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, que tienen por objeto, garantizar la coordinación de la operación del Sistema Nacional Interconectado, para abastecer la demanda a mínimo costo, manteniendo la continuidad y la calidad del servicio.” (20)

Las normas de coordinación operativa son cinco:

NCO 01 Base de datos

NCO 02 Coordinación de la operación en tiempo real

NCO 03 Coordinación de servicios complementarios

NCO 04 Determinación de criterios de calidad y niveles mínimos de servicio

NCO 05 Auditorías

#### **2.4.2 Normas de coordinación comercial**

“Es el conjunto de disposiciones y procedimientos, emitidos por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, que tienen por objeto garantizar la coordinación de las transacciones comerciales del Mercado Mayorista.” (20)

Las normas de coordinación comercial son quince:

- NCC 01 Coordinación del despacho de carga
- NCC 02 Oferta y demanda firme
- NCC 03 Transacciones de desvíos de potencia
- NCC 04 Precio de oportunidad de la energía
- NCC 05 Sobrecostos de unidades generadoras forzadas
- NCC 06 Tratamiento de las pérdidas del sistema de transmisión
- NCC 07 Factores de pérdidas nodales
- NCC 08 Cargo por servicios complementarios
- NCC 09 Asignación y liquidación del peaje en los sistemas de transporte principal, secundarios y cargos por uso del primer sistema de transmisión regional
- NCC 10 Exportación e importación de energía
- NCC 11 Informe de costos mayoristas
- NCC 12 Procedimientos de liquidación y facturación
- NCC 13 Mercado a término
- NCC 14 Habilitación comercial para operar en el mercado mayorista y sistema de medición comercial
- NCC 15 Desconexión del SNI, suspensión de operaciones y deshabilitación del MM

## **2.5 Contratos del mercado a término**

La norma de coordinación comercial No. 13, establece la reglamentación para los contratos del mercado a término, que se constituyen entre agentes o grandes usuarios el mercado mayorista, los cuales pactarán libremente las

condiciones debiendo estar enmarcado dentro de lo establecido por la Ley, sus reglamentos y las normas de coordinación.

“En el Mercado a Término del MM se podrán pactar contratos de conformidad con los tipos establecidos en esta norma, ya sea para garantizar el abastecimiento de una determinada demanda de potencia y energía, para contar con un respaldo de Reserva de potencia o para contar con la potencia que permita el cubrimiento de la demanda firme de los participantes consumidores.” (6:2)

Los participantes productores pueden celebrar contratos de compra de reserva de potencia para respaldar los compromisos que tengan de venta de potencia a distribuidores, grandes usuarios participantes, comercializadores u otros generadores.

Al referirse a los participantes consumidores, se comprende de los distribuidores, comercializadores y grandes usuarios, los deberán contar con contratos de potencia, que les permitirá cubrir como oferta firme eficiente los requerimientos de demanda firme, dicha demanda es establecida por el Administrador del Mercado Mayorista para cada año estacional.

“El AMM tendrá la responsabilidad de coordinar comercial y operativamente dentro del MM dichos contratos respetando los términos contractuales informados a través de Planillas de Contratos por las partes contratantes, realizando el seguimiento en cuanto a las diferencias entre la energía y potencia de los Participantes del MM que resultan de sus transacciones de compra y venta y liquidando estas diferencias como excedentes o faltantes en el Mercado de Oportunidad de la Energía y en el Mercado de Transacciones de Desvíos de Potencia.” (6:2)

Un contrato del mercado a término debe de reunir determinadas características que permitirán su coordinación comercial, las cuales son:

- Duración de un contrato: no existe restricción en cuanto a la duración del contrato.
- Ubicación de la transacción: Los contratos se pactan en un punto denominado nodo de interconexión, en el que se inyectará y se retirará energía. “El nodo de intercambio informado por las partes al AMM tendrá efectos en cuanto a la asignación de pérdidas y peajes de transmisión de acuerdo a la legislación vigente.” (6:9)
- Demanda a contratar por un participante consumidor: “Los Participantes Consumidores deben realizar contratos de potencia que cubran en todo momento con Oferta Firme Eficiente la totalidad de su Demanda Firme. Dichos contratos deberán pertenecer al Mercado a Término y estar vigentes a efecto que cubran la Demanda Firme durante el año en curso y el siguiente.” (6:9)
- Máxima generación a vender por contratos: “La máxima generación a vender por contratos refleja la capacidad de producción de un agente Productor o un Comercializador de generación con la que puede respaldar sus contratos de venta en el Mercado a Término.” (6:10) Para una central hidroeléctrica, la oferta firme eficiente es la potencia máxima contratable.

### **2.5.1 Contratos de abastecimiento**

Estos tipos de contratos, pretenden cubrir la demanda firme de un consumidor. Existen diversos tipos de contratos de abastecimiento, que para el año 2017 la energía y potencia se transó de la siguiente manera:

Tabla 4  
Energía y potencia transada en contratos de abastecimiento  
Año 2017  
(GWh)

Tipo de Contrato		Potencia promedio anual (MW)	Energía transada (GWh)
a	Por diferencias con curva de carga	10.25	3,361.98
b	De potencia sin energía asociada*	6.04	0.00
c	Opción de Compra de Energía	13.69	1,564.01
d	Por diferencias por la demanda faltante	14.21	1,656.61
e	Existentes	105.71	850.58
f	Energía generada **	0.00	763.41
<b>Total</b>		<b>149.90</b>	<b>8,196.59</b>
* Estos contratos por su definición no tienen energía asociada			
** Este contrato por definición no tienen potencia asociada			

Fuente: Elaboración propia con información de Informe Estadístico 2017 (AMM)

**a) Contratos por diferencias con curva de carga**

“En este tipo de contrato se establece por las partes de un valor de potencia contratada para el cubrimiento de la Demanda Firme en todo momento durante toda la vigencia del contrato, el cual no podrá superar la Oferta Firme Eficiente del vendedor que no esté comprometida en otros contratos. Además, el participante productor compromete el abastecimiento de una demanda de energía de la curva horaria a lo largo del período de vigencia del contrato a un participante consumidor. La energía de la curva horaria será asignada al comprador del contrato y descontada a la parte vendedora del mismo. El vendedor se podrá respaldar contratando potencia para cumplir su compromiso. La curva de demanda horaria podrá ser abastecida por el participante productor ya sea con generación propia, o comprando los faltantes en el Mercado de Oportunidad de existir el excedente necesario. Esto significa que no existe obligación para un agente productor de generar la energía comprometida en el contrato.” (6:5)

En el año 2017, de la energía transada en el mercado a término, el 41.02% fue a través de este contrato.

Tabla 5  
Energía transada en contratos por  
diferencias con curva de carga  
Año 2017  
(GWh)

<b>Mes</b>	<b>GWh</b>
Enero	292.22
Febrero	245.10
Marzo	245.16
Abril	233.59
Mayo	172.90
Junio	236.79
Julio	274.38
Agosto	308.90
Septiembre	333.64
Octubre	354.11
Noviembre	341.86
Diciembre	323.33
<b>TOTAL</b>	<b>3,361.98</b>

Fuente: Elaboración propia con información de Informe Estadístico 2017. (AMM)

El método para establecer este tipo de contratos entre las dos partes, es crear una planilla a través de la página web del AMM. En la que se ingresará la cantidad de potencia contratada para el cubrimiento de la demanda firme, así como la energía a suministrar de manera horaria. Cabe resaltar que la energía ingresada en cada hora, no podrá superar la cantidad de establecida de potencia. También se deberá indicar en qué nodo de interconexión y el período a cubrir, que podrá ser a partir de un día.

Se debe tener especial atención a la energía horaria generada por la central y establecer si comprometido horariamente es abastecido por lo producido.

Si es mayor la generación, el excedente se vende en el mercado de oportunidad al precio de oportunidad de la energía establecido por el AMM multiplicado por el factor de pérdidas nodales de la central. En el caso de que

la energía generada sea menor a la comprometida el faltante será comprado en el mismo mercado de la misma forma que la venta.

**b) Contratos de potencia sin energía asociada**

“En este tipo de contrato se establece por las partes un valor de potencia contratada para el cumplimiento de la Demanda Firme en todo momento durante toda la vigencia del contrato, el cual no podrá superar la Oferta Firme Eficiente del vendedor que no esté comprometida en otros contratos. El participante consumidor del MM podrá comprar la energía demandada en el Mercado de Oportunidad.” (6:5)

**c) Contratos de Opción de Compra de Energía**

“En este tipo de contrato se establece por las partes un valor de potencia contratada para el cubrimiento de la Demanda Firme en todo momento durante toda la vigencia del contrato, el cual no podrá superar la Oferta Firme Eficiente del vendedor que no esté comprometida en otros contratos. Además, el Participante Productor vende a un Participante Consumidor una cantidad de energía horaria de acuerdo a lo siguiente: se establece por las partes un Precio de Opción de compra de energía; si el Precio de Oportunidad de la Energía es menor al Precio de Opción, no se asigna energía derivada del contrato. En caso contrario, el Participante Productor vende con energía propia o comprada en el Mercado de Oportunidad, la energía horaria informada por las partes, la cual no podrá superar el valor de potencia contratada.” (6:5)

Por ejemplo: el precio de la potencia será de US\$ 40.00/Kw-mes y el precio de opción de compra de energía será de US\$ 25.00/MWh, el participante consumidor comprará la energía con este productor si el precio del mercado de oportunidad es mayor al precio pactado, si no lo supera comprará en el mercado spot.

Este tipo de contratos en su mayoría los participantes productores suelen ser generadores términos, ingenios y centrales de bunker.

En el año 2017, de la energía transada en el mercado a término, el 19.08% fue a través de los contratos de opción de compra de energía.

Tabla 6  
Energía transada en contratos con  
opción de compra de energía  
Año 2017  
GWh

Mes	GWh
Enero	216.79
Febrero	209.63
Marzo	159.63
Abril	240.74
Mayo	193.82
Junio	111.46
Julio	73.27
Agosto	107.21
Septiembre	57.90
Octubre	64.86
Noviembre	66.97
Diciembre	61.73
<b>TOTAL</b>	<b>1564.01</b>

Fuente: Elaboración propia con información de Informe Estadístico 2017. (AMM)

**d) Contratos por diferencias por la demanda faltante**

“En este tipo de contrato se establece por las partes un valor de potencia contratada para el cubrimiento de la Demanda Firme en todo momento durante toda la vigencia del contrato, el cual no podrá superar la Oferta Firme Eficiente del vendedor que no esté comprometida en otros contratos. Además, el agente productor se compromete a entregar al precio pactado toda la energía demandada por el comprador que no sea suministrada por otros contratos, hasta la potencia comprometida.” (6:5)

En el año 2017, de la energía transada en el mercado a término, el 20.21% fue a través de contratos por diferencias por la demanda faltante.

Tabla 7  
Energía transada en contratos por diferencias por la demanda faltante  
Año 2017  
GWh

Mes	GWh
Enero	122.09
Febrero	117.31
Marzo	132.96
Abril	122.95
Mayo	148.20
Junio	144.95
Julio	155.03
Agosto	153.65
Septiembre	149.34
Octubre	154.38
Noviembre	135.13
Diciembre	120.60
<b>TOTAL</b>	<b>1656.61</b>

Fuente: Elaboración propia con información de Informe Estadístico 2017. (AMM)

#### e) Contratos existentes

En la década de 1980, aumentó la demanda y la generación de las empresas públicas no la abastecían. El gobierno incentivó a empresas para que invirtieran en centrales las cuales en su mayoría utilizaban carbón y diésel. Se hicieron contratos fijando períodos de suministro y precios entre las distribuidoras y generadoras.

En la regulación del sector eléctrico, se estableció el mercado a término y aún quedaban contratos suscritos antes de la Ley, por lo que pasaron a formar parte de este mercado.

Este tipo de contrato son los que se refieren el artículo 40 del reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, el cual establece que "serán considerados como pertenecientes al mercado a término y serán

administrados de conformidad con las estipulaciones contractuales contenidas en dichos contratos, incluyendo las condiciones de compra mínima de energía obligada. En todo caso se deberán programar con sus restricciones tendiendo a un Despacho Económico.” (20)

En el año 2017, de la energía transada en el mercado a término, el 10.38% fue a través de contratos existentes.

Tabla 8  
Energía transada en contratos existentes  
Año 2017  
GWh

Mes	GWh
Enero	77.29
Febrero	89.38
Marzo	81.26
Abril	69.96
Mayo	84.99
Junio	73.64
Julio	78.68
Agosto	83.01
Septiembre	68.03
Octubre	67.62
Noviembre	48.01
Diciembre	28.71
<b>TOTAL</b>	<b>850.58</b>

Fuente: Elaboración propia con información de Informe Estadístico 2017. (AMM)

#### f) Contratos de energía generada

“En este tipo de contrato un Agente Generador, vende a un Participante Consumidor un porcentaje o un valor máximo de la energía que sea generada con la unidad o central de generación comprometida; por lo tanto no existe compromiso de potencia para el cubrimiento de Demanda Firme. La energía contratada bajo este tipo de contrato, no podrá ser comprometida en otros tipos de contratos y el valor máximo de energía asignada a los contratos tendrá como límite la energía generada en cada hora. Por lo anterior, la Oferta Firme

Eficiente de la unidad o central generadora que se comprometa en este tipo de contrato, podrá venderse únicamente en contratos de potencia sin energía asociada.” (6:6)

En el año 2017, de la energía transada en el mercado a término, el 9.31% fue a través de contratos de energía generada.

Tabla 9  
Energía transada en contratos de energía generada  
Año 2017  
GWh

<b>Energía transada por contrato existentes (GWh)</b>	
Enero	66.93
Febrero	55.37
Marzo	71.59
Abril	46.66
Mayo	53.37
Junio	51.28
Julio	70.76
Agosto	60.80
Septiembre	53.03
Octubre	68.31
Noviembre	80.56
Diciembre	84.74
<b>TOTAL</b>	<b>763.41</b>

Fuente: Elaboración propia con información de Informe Estadístico 2017. (AMM)

### 2.5.2 Contratos de reserva de potencia

“Se compromete la disponibilidad de potencia de un Agente Generador como reserva para ser convocada por otro Agente Generador contratante. El compromiso se establece sólo al nivel de potencia y deberá ser cubierto por el propio Agente Generador contratado como reserva. En cuanto a la energía, el contrato no establece un compromiso específico sino que la energía entregada dentro del contrato será resultado de la energía con que resulte despachada

la unidad generadora, central generadora u oferta de importación en reserva cuando sea convocado por su contratante y despachado por el AMM.” (6:6)

### **2.5.3 Contratos de respaldo de potencia**

“En este tipo de contrato un Participante Productor vende a otro Participante Productor una cantidad de potencia durante la vigencia del contrato. El vendedor deberá respaldar este compromiso con Oferta Firme Eficiente no comprometida en otros contratos ni utilizada para respaldar exportaciones. La potencia contratada por el Participante Productor será adicionada a su Oferta Firme Eficiente, para su comercialización en el Mercado Mayorista.” (6:6)

Un ejemplo de utilizar este tipo de contratos, es cuando un generador tendrá un mantenimiento en la central y tiene que abastecer un contrato, puede contratar OFE a otro agente para no incurrir en desvíos de potencia.

### **2.5.4 Contratos de exportaciones o importaciones**

Son las transacciones que se realizan de exportación e importación de energía eléctrica, efectuadas en el Mercado Eléctrico Regional o con otros mercados con los que el SNI esté interconectado. Se puede definir los siguientes conceptos:

- Exportación: “Actividad por medio de la cual se envía o se vende a otro país la Energía Eléctrica producida con unidades o Centrales generadoras instaladas en Guatemala, o la energía proveniente de otros países que no fue despachada para cubrir la demanda nacional. La Exportación es considerada una demanda adicional que se agrega al MM en el Nodo correspondiente y debe pagar los cargos derivados de la transacción.” (11:4)
- Importación: “Actividad por medio de la cual el MM de Guatemala recibe o compra de otro país Energía Eléctrica producida con unidades o Centrales generadoras instaladas en un país diferente a Guatemala. La importación

es considerada generación que se adiciona al MM en el nodo correspondiente, y debe pagar los cargos derivados de la transacción.”(11:4)

## **2.6 Informe posdespacho mensual**

Es un informe emitido por el AMM, que consolida los resultados de operación horarios y diarios de un mes calendario. Se emitirá el segundo día hábil del mes siguiente. En él que incluirá:

- a) Cálculo horario del precio de oportunidad de la energía.
- b) Resumen del precio de oportunidad de la energía.
- c) Gráfica del precio de oportunidad de la energía.
- d) Factores de pérdida nodal, de cada central generadora.
- e) Costos variables.
- f) Sobrecosto de generación forzada.
- g) Resumen de la remuneración por prestación del servicio de RRO.
- h) Resumen de la remuneración por prestación del servicio de RRA.
- i) Reporte de indisponibilidades.
- j) Reporte de demanda máxima diario.

### **2.6.1 Precio de oportunidad de la energía (POE)**

“El Precio de Oportunidad de la Energía es el valor del Costo Marginal de Corto Plazo de la Energía en cada hora, definido como el costo en que incurre el Sistema Eléctrico para suministrar un kilovatio-hora (kWh) adicional de energía a un determinado nivel de demanda de potencia y considerando el parque de generación y transmisión efectivamente disponible. El Costo Marginal de Corto Plazo corresponde al máximo costo variable de las unidades generadoras, en el Nodo Referencia, que fueron convocadas por el Despacho

Económico y resultaron operando en función de su costo variable de acuerdo al resultado del despacho diario, respetando los requerimientos de Servicios Complementarios. Las importaciones por contratos No Firmes y por Contratos Firmes del MER, serán consideradas en el Predespacho Nacional como generación con costo cero.” (2:1)

Por lo anterior, la unidad generadora marginal que establecerá el precio de oportunidad de la energía de una hora, cumpliendo la condición de operar en régimen permanente por un mínimo de quince minutos de esa hora, será la que tenga el máximo costo variable de las unidades generadoras que fueron convocadas por despacho económico. Caso contrario, de no cumplir con el tiempo establecido, se considera como unidad generadora forzada por arranque y parada.

“Para cada POE que resulta del despacho en el Mercado Mayorista se tiene un precio en cada nodo de la red de Transporte transfiriendo el POE al nodo afectándolo por su Factor de Pérdidas Nodales de Energía.” (2:3)

“El precio de Nodo en cada hora “h” (PN) en un nodo “n” depende de que dicho nodo esté o no en un área desvinculada. Si resulta en un área vinculada del Mercado, el precio de nodo de la energía se calcula con el POE transferido hasta su nodo por medio del factor de pérdidas nodales de energía (FPNE).” (2:3)

La fórmula para calcular el POE de una hora en un determinado nodo es la siguiente:

$$PN_{hn} = POE_h * FPNE_{hn}$$

$PN_{hn}$  = Precio de Nodo del nodo n en la hora h.

$POE_h$  = Precio de Oportunidad de la Energía en la hora h.

$FPNE_{hn}$  = Factor de Perdidas Nodales de Energía en el nodo n en la hora h.

Ejemplificando:

Utilizando los datos del informe posdespacho mensual de junio 2017, del Administrador del Mercado Mayorista, para la hora 00:00 a 1:00, del día 1 de junio de 2017, el precio de oportunidad de la energía en el nodo de Chixoy sería:

$$POE_h = 52.5063 \text{ US\$/MWH}$$

$$FPNE_{hn} = 0.992896$$

Aplicando:

$$PN_{hn} = 52.5063 * 0.992896$$

$$PN_{hn} = 52.133312$$

Es decir que si la central mencionada, vendió o compró energía en el mercado de oportunidad a la hora ejemplificada, el precio sería de 52.13 US\$/MWh.

A continuación se muestra la forma de presentación del resumen del precio de oportunidad de la energía, por el período de junio 2017, publicado en el posdespacho mensual, emitido por el Administrador del mercado mayorista.

Tabla 10  
Presentación del resumen mensual de precios de oportunidad de la energía  
Junio 2017

		<b>Resumen Mensual de Precios de Oportunidad de la Energía Horarios (US\$/MWH)</b> <b>junio 2017</b>										
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
0:00	52.5063	69.9277	75.7133	47.1056	46.0033	45.9635	50.2082	46.9634	46.9682	16.2984	43.0025	
1:00	22.7868	72.7348	75.7133	47.1056	46.0033	19.8834	50.2082	46.9634	46.9682	16.2984	43.0025	
2:00	22.7868	72.7348	75.7133	47.1056	46.0033	19.8834	46.9097	46.9634	46.9682	45.7779	43.0025	
3:00	22.7868	72.7348	62.1500	47.1056	46.0033	19.8834	46.9097	54.4881	60.1464	45.7779	44.2089	
4:00	59.0747	75.2571	75.7133	47.1056	46.0033	19.8834	46.9097	58.2226	60.5109	15.5085	44.2089	
5:00	62.1258	75.2571	75.7934	47.1056	58.9208	54.7843	50.2082	60.1399	60.5109	45.7779	44.2089	
6:00	74.9486	79.6227	78.0470	47.1398	59.5765	61.2570	50.4901	60.1652	61.6051	17.1464	54.3478	
7:00	74.9486	75.2047	78.0470	47.1398	59.5765	61.8207	58.2515	60.9897	61.6051	18.2979	57.5612	
8:00	72.4391	81.3392	78.5178	58.4000	50.1551	61.8207	58.2515	61.5509	61.6051	50.0020	60.1950	
9:00	72.4391	81.3392	80.9744	60.3660	50.1551	61.8207	60.1687	61.5509	61.6051	50.0020	60.1950	
10:00	75.7461	81.3392	80.9744	60.3660	50.1551	61.8207	63.1310	68.6082	61.7444	58.2327	60.1950	
11:00	75.7461	81.3392	80.9744	60.3427	50.1551	61.8207	65.1295	68.6082	61.7444	59.3050	60.1950	
12:00	75.7461	79.6227	78.5178	60.3427	50.1551	61.2570	65.1295	68.6082	61.7444	60.1474	60.1950	
13:00	75.7461	79.6227	80.9744	59.6618	50.1551	61.8207	65.1295	68.6082	61.6051	59.3050	60.1950	
14:00	80.7882	79.6227	78.3401	59.6618	50.1551	61.8207	65.1295	68.6082	61.6051	46.9690	54.3478	
15:00	80.7882	79.6227	78.3401	59.6618	59.5765	61.8207	63.1310	61.5509	61.6051	46.9690	50.4707	
16:00	75.7461	79.6227	78.3401	59.6618	59.5765	61.8207	49.6691	58.2451	61.6051	46.9690	50.4707	
17:00	75.7461	81.3392	75.3436	59.6618	59.5765	65.1086	49.6691	54.5925	61.6051	46.9690	50.4707	
18:00	75.0009	75.1311	75.7686	60.6220	60.1836	70.0402	50.5041	58.3111	60.7597	58.9428	54.5032	
19:00	70.4355	70.3388	72.1218	60.6220	64.9108	70.0402	50.5041	58.3111	61.1999	60.9962	60.7898	
20:00	70.4355	70.3388	70.8324	60.2141	64.9108	70.0402	46.9946	49.5650	61.1999	60.9962	60.7898	
21:00	68.2876	70.3388	58.9790	47.0214	60.1836	70.0386	46.9946	49.5650	58.5281	60.6412	60.6782	
22:00	62.1258	69.9277	58.9045	47.1056	58.9208	60.9472	46.9097	46.9634	50.0021	46.9758	49.8869	
23:00	62.1258	72.7348	58.0572	47.1056	50.0296	58.8929	46.9097	46.9634	12.8492	45.7779	49.8869	
<b>PROMEDIO</b>	<b>65.0545</b>	<b>76.1289</b>	<b>74.2855</b>	<b>54.0721</b>	<b>54.0435</b>	<b>55.1787</b>	<b>53.8938</b>	<b>57.7128</b>	<b>56.9288</b>	<b>45.0035</b>	<b>53.2087</b>	
<b>MINIMO</b>	<b>22.7868</b>	<b>69.9277</b>	<b>58.0572</b>	<b>47.0214</b>	<b>46.0033</b>	<b>19.8834</b>	<b>46.9097</b>	<b>46.9634</b>	<b>12.8492</b>	<b>15.5085</b>	<b>43.0025</b>	
<b>MAXIMO</b>	<b>80.7882</b>	<b>81.3392</b>	<b>80.9744</b>	<b>60.6220</b>	<b>64.9108</b>	<b>70.0402</b>	<b>65.1295</b>	<b>68.6082</b>	<b>61.7444</b>	<b>60.9962</b>	<b>60.7898</b>	

Fuente: Informe posdespacho mensual, junio 2017. AMM.

## 2.6.2 Factor de pérdida nodal (FPN)

La ubicación de una transacción de energía estará en un punto denominado nodo de interconexión, es decir que en este se inyectará o retirará la energía. Esto a través de líneas de transmisión en la que se transporta la energía.

“La energía se valoriza en cada punto de la red a través del de la energía en el nodo. El valor de la energía transferido a un nodo será el precio de la energía en el Mercado (PM) afectado por el Factor de Pérdidas Nodales de Energía.” (4:1)

“El Factor de Pérdidas Nodales de Energía (FPNE<sub>i</sub>) de un nodo “i, con respecto al Nodo de Referencia, se define como la relación entre los costos marginales de ambos nodos cuando en el nodo “i” el costo marginal incorpora las pérdidas marginales del transporte al nodo de referencia y los mismos se encuentran vinculados sin restricciones de transporte. Los costos marginales deben ser los resultantes de un despacho económico de cargas que minimice el costo total de generación del sistema eléctrico. Preferentemente se utilizará el mismo programa utilizado para el despacho diario de cargas.” (4:2)

“Cada día, los factores de pérdidas nodales de energía horarios (FPNE) del MM serán los calculados previamente por el AMM en el despacho diario, utilizando un modelo de despacho con un flujo de cargas simplificado que represente al Sistema de transmisión en su totalidad.” (4:3)

Siguiendo con el ejemplo del inciso anterior, del precio de oportunidad de la energía, para la hora 00:00 a 1:00, del día 1 de junio de 2017, este se ve afectado por su FPN calculado por el AMM, se tomará como ejemplo el FPN de otro generador en la misma hora. Con ello se observará que para cada agente hay variación en las compras y ventas de energía en el mercado de oportunidad.

Se utilizará para este ejemplo el FPN de EDC-I.

Desarrollando:

$$PN_{hn} = POE_h * FPNE_{hn}$$

$PN_{hn}$  = Precio de Nodo del nodo n en la hora h.

$POE_h$  = Precio de Oportunidad de la Energía en la hora h.

$FPNE_{hn}$  = Factor de Perdidas Nodales de Energía en el nodo n en la hora h.

$$POE_h = 52.5063 \text{ US\$/MWH}$$

$$FPNE_{hn} = 0.938307$$

Aplicando:

$$PN_{hn} = 52.5063 * 0.938307$$

$$PN_{hn} = 49.27$$

Como se puede observar, el no aplicar este factor variaría el precio de oportunidad de la energía, lo cual al valuar toda la energía comprada y vendida en el mercado de oportunidad de una central sin este procedimiento, daría un resultado incorrecto.

En la siguiente figura se puede observar la presentación que hace el AMM con respecto al factor de pérdida nodal de cada central generadora, el dato resaltado es el utilizado en este ejemplo.

Tabla 11  
Presentación del factor de pérdida nodal  
Junio 2017

FACTORES DE PÉRDIDA NODAL (LISTA DE MERITO)							
	Generador		CHO-H	CHX-H	CND-H	EDC-I	ELG-B
1/jun/2017	00:00	01:00	0.999817	0.992896	0.999817	0.938307	0.972716
1/jun/2017	01:00	02:00	0.999817	0.992896	0.999817	0.938307	0.972716
1/jun/2017	02:00	03:00	0.999817	0.992896	0.999817	0.938307	0.972716
1/jun/2017	03:00	04:00	0.999817	0.992896	0.999817	0.938307	0.972716
1/jun/2017	04:00	05:00	0.999817	0.992896	0.999817	0.938307	0.972716
1/jun/2017	05:00	06:00	0.999817	0.992896	0.999817	0.938307	0.972716
1/jun/2017	06:00	07:00	0.925544	0.977669	0.925544	0.952211	1.020941
1/jun/2017	07:00	08:00	0.925544	0.977669	0.925544	0.952211	1.020941

Fuente: Informe posdespacho mensual AMM, agosto 2017

### 2.6.3 Costos variables

Este valor es el costo de operación y mantenimiento que calcula el Administrador del Mercado Mayorista, que se tiene por generar 1 MWh de una central generadora, según la metodología para cada tipo de máquina instalada en la central y cada combustible que pueda consumir, definido en \$ por MWh. También este costo determina el precio de oportunidad de energía de acuerdo a la lista de mérito de generación para abastecer la demanda.

Cabe resaltar que cada generador establecerá sus costos por banda horaria:

- a) Banda de valle: período de demanda mínima, que va de las 22 a 06 horas.
- b) Banda intermedia: período de demanda media, que va de las 06 a 18 horas.
- c) Banda de punta: período de demanda máxima, de 18 a 22 horas.

Para cada tipo de tecnología, el AMM calculará el costo variable de cada unidad generadora de acuerdo a lo siguiente:

“a) Para cada unidad térmica, los costos deberán estar asociados al combustible, al costo de operación y mantenimiento, al costo de arranque y parada de las máquinas, así como su eficiencia.

b) Para cada central hidroeléctrica con embalse de regulación anual, el costo variable será el valor del agua que calcule el Administrador del Mercado Mayorista y como mínimo será el costo de operación y mantenimiento. Para el resto de centrales generadoras hidroeléctricas, el costo variable será igual a sus respectivos costos de operación y mantenimiento. El Administrador del Mercado Mayorista optimizará el uso de recursos renovables disponibles.

c) Para centrales generadoras basadas en recursos renovables no hidráulicos, el costo variable será como mínimo sus respectivos costos de operación y mantenimiento. El Administrador del Mercado Mayorista optimizará el uso de recursos renovables disponibles.

d) Para cada bloque de importación de electricidad, el costo variable será el valor calculado según la metodología informada por el Importador según las tecnologías de generación descritas en las literales anteriores.” (20)

“El AMM programará la operación del sistema de manera de obtener el mínimo costo de operación para satisfacer la demanda prevista, tomando en cuenta las restricciones operativas del SIN, contratos de compra - venta de energía y criterios de calidad de servicio, utilizando para ello modelos de planificación que podrán ser auditados por la CNEE.” (1:55).

Ejemplo:

A continuación, se puede observar en la siguiente tabla la demanda real que se registró el lunes 7 de agosto de 2017, con la que el AMM hizo la lista de mérito y determinó la unidad marginal.

Tabla 12  
Demanda de energía  
7 de agosto de 2017

	SER-I	MEX-I	Total Generado	Demanda SNI	
	4943.1	-1887.0	31718.8	28662.7	
01.00	232.7	-1.8	1044.2	813.3	01.00
02.00	238.3	-27.9	1020.3	<b>809.9</b>	02.00
03.00	207.8	4.7	1009.4	796.9	03.00
04.00	245.0	-18.2	1026.1	799.3	04.00
05.00	222.8	-66.7	1074.3	918.2	05.00
06.00	224.6	-101.4	1111.6	988.4	06.00
07.00	214.5	-124.4	1204.5	1114.4	07.00
08.00	221.3	-142.2	1289.1	1210.0	08.00
09.00	220.2	-126.1	1385.9	1291.8	09.00
10.00	222.8	-91.8	1487.7	1356.7	10.00
11.00	226.0	-107.5	1519.7	1401.2	11.00

Fuente: Informe Despacho Semanal, semana 32, año 2017. AMM.

Para el día 7 de agosto, en la hora 2:00 a.m. se registró una demanda de 809.9 MW, para cubrir dicha demanda, el AMM realizó un apilamiento de los generadores basado en su costo variable de forma ascendente, estableciendo como precio de oportunidad de energía, el costo variable en US\$/MWh de la unidad marginadora que fue la de mayor costo de acuerdo a la lista de mérito que hizo el Administrador del Mercado Mayorista.

Para lo descrito en el párrafo anterior, para esa fecha en la hora indica, la hidroeléctrica El Recreo II, fue la última generadora convocada para cubrir la demanda real y su costo variable se convierte en el POE de esa hora.

Es decir que todas las transacciones de oportunidad, ya sea compra o venta de energía, utilizaron este precio para valorizar su energía, en la hora mencionada.

El AMM publicará los precios finales el día hábil siguiente a más tardar a las 15:00 horas, de forma diaria en un informe llamado posdespacho diario.

Tabla 13  
Precio de oportunidad de la energía  
Lunes 7 de agosto de 2017

PRECIO DE OPORTUNIDAD DE LA ENERGIA (POE)			
De	A	GENERADOR MARGINAL	POE (US\$/MWh)
00:00	01:00	SAN JOSE	48.39
01:00	02:00	EL RECREO II	12.14
02:00	03:00	SECACAO	11.46
03:00	04:00	SAN JOSE	43.33
04:00	05:00	SAN JOSE	43.33

Fuente: Informe posdespacho diario AMM, 07 de agosto 2017

#### 2.6.4 Generación forzada

“Se denomina Generación Forzada a la energía producida por una unidad generadora requerida para operar por razones distintas a su Costo Variable de Generación. No se considerará forzada a la generación hidroeléctrica que se ocasiona por requerimientos de aguas abajo y por necesidad de mantener niveles máximos de embalse o para evitar vertimientos.

Una máquina resulta con Generación Forzada porque su costo operativo es superior al POE en el nodo en que la misma está conectada.

Las unidades de generación venderán su producción neta de energía, medida en su nodo de conexión con el Sistema de Transporte, al costo operativo lo que es equivalente al Precio de Nodo más el sobre costo por Generación Forzada. De existir un generador que tenga su producción contratada por un Participante Consumidor que debe asumir éste costo adicional, el mismo le será reconocido a tal Participante.” (10:2)

Existen varios motivos para que la producción de una central sea considerada com generación forzada, en los que se puede mencionar:

- Requerimiento del Administrador del Mercado Mayorista
- Restricciones del sistema principal
- Restricciones del sistema secundario
- Arranque y parada
- Compromisos contractuales
- Reserva rápida
- Reserva rodante operativa
- Inflexibilidad de la oferta de importación
- Exportación de Energía

#### **2.6.5 Reporte de indisponibilidades**

Este reporte enlista todas las indisponibilidades de generación de cada agente productor, exponiendo el motivo, el período afectado, potencia involucrada, observaciones sobre la indisponibilidad.

Este tiene por objeto medir el tiempo afectado, que se tomará en cuenta para el factor de productividad del generador. Este factor afectará el cálculo para la oferta firme eficiente (OFE) que se asigna para cada año estacional.

Este reporte se publicará diariamente en el posdespacho diario y de forma mensual en el informe posdespacho mensual. Además, trimestralmente el AMM informará de manera escrita a cada agente las indisponibilidades que tuvo la central durante dicho periodo.

A continuación, se podrá observar la forma de presentación de las indisponibilidades en el informe posdespacho mensual.

Tabla 14  
Reporte de indisponibilidades  
agosto 2018

Unidad	Motivo	Sale			Entra			Observaciones			Duración		
		FechaS	HoraS	FechaE	HoraE	Potencia	Mes	Dias	Horas	Minutos			
CBN-H1	Salida Forzada	01/08/2018	16:09	01/08/2018	16:19		0	0	0	10			
CHO-H1	Disparo de Unidad	01/08/2018	3:00	01/08/2018	6:30		0	0	3	30			
CON-B1	Mant. Prog.	01/08/2018	0:00	31/08/2018	0:01		0	30	0	1			
GGO-B2	Disparo de Unidad	01/08/2018	20:41	02/08/2018	12:15		0	0	15	34			
GGO-B3	Disparo de Unidad	01/08/2018	20:41	02/08/2018	12:15		0	0	15	34			
HCR-H1	No atribuible al PartProduct	01/08/2018	13:35	01/08/2018	14:10		0	0	0	35			
HCR-H1	No atribuible al PartProduct	01/08/2018	10:50	01/08/2018	13:05		0	0	2	15			
HGY-H2	No atribuible al PartProduct	01/08/2018	21:43	01/08/2018	21:44		0	0	0	1			
HMA-H1	No atribuible al PartProduct	01/08/2018	13:34	01/08/2018	13:36		0	0	0	2			
HMA-H1	Salida Forzada	01/08/2018	9:38	01/08/2018	10:43		0	0	1	5			
HSM-H1	Disparo de Unidad	01/08/2018	22:31	01/08/2018	23:01		0	0	0	30			
HSM-H1	No atribuible al PartProduct	01/08/2018	22:08	01/08/2018	22:17		0	0	0	9			
HSM-H1	Disparo de Unidad	01/08/2018	14:16	01/08/2018	14:25		0	0	0	9			
HSM-H2	Disparo de Unidad	01/08/2018	22:31	01/08/2018	23:03		0	0	0	32			
HSM-H2	No atribuible al PartProduct	01/08/2018	22:08	01/08/2018	22:18		0	0	0	10			
HSM-H2	Disparo de Unidad	01/08/2018	14:16	01/08/2018	14:22		0	0	0	6			
HSM-H2	Disparo de Unidad	01/08/2018	14:03	01/08/2018	14:09		0	0	0	6			
HSM-H3	Disparo de Unidad	01/08/2018	14:16	01/08/2018	14:21		0	0	0	5			
HST-H1	No atribuible al PartProduct	01/08/2018	22:25	01/08/2018	22:49		0	0	0	24			
HST-H1	Disparo de Unidad	01/08/2018	13:12	01/08/2018	13:30		0	0	0	18			
LLFC1	Degrad. de Capacidad	01/08/2018	20:25	02/08/2018	17:24	16.7	0	0	0	59			
LLFC1	Degrad. de Capacidad	01/08/2018	17:25	01/08/2018	20:24	16.2	0	0	2	59			
LLFC1	Degrad. de Capacidad	01/08/2018	9:22	01/08/2018	17:24	15.6	0	0	8	2			
LUN-B1	Mant. Prog.	01/08/2018	0:00	26/08/2018	0:04		0	25	0	4			
PAL-H2	Disparo de Unidad	01/08/2018	22:45	01/08/2018	23:13		0	0	0	28			
RAA-H1	No atribuible al PartProduct	01/08/2018	15:46	01/08/2018	16:24		0	0	0	38			
RAA-H2	No atribuible al PartProduct	01/08/2018	15:46	01/08/2018	16:24		0	0	0	38			

Fuente: Informe posdespacho mensual AMM, agosto 2017

## **2.7 Informe de transacciones económicas (ITE)**

Es un informe que detalla cada una de las transacciones realizadas por cada agente ya sea productor o consumidor. En este se da a conocer los precios en el mercado mayorista y mercado eléctrico regional; los resultados de energía y potencia de los participantes productores y consumidores; los resultados por servicios complementarios; los resultados por generación forzada; los resultados por transacciones en el MER e interconexión; resultados de peaje principal y secundario; costos diferenciales y los sobrecostos de potencia.

“La liquidación de las transacciones económicas será efectuada por el AMM sobre la base de los registros del Sistema de Medición Comercial, del sistema de control supervisorio y de las cláusulas de los Contratos a Término. El período de liquidación corresponde a un mes calendario, que va de las 00:00 horas del primer día, hasta las 24:00 horas del último día del mes.” (5:1)

“El AMM emitirá el Informe de Transacciones Económicas y lo publicará en su sitio de internet a más tardar trece (13) días hábiles siguientes de la fecha de cierre, en el que se detallará, para cada Participante, los importes acreedores y/o deudores resultantes de sus transacciones en el Mercado Mayorista durante el período de facturación inmediato anterior.” (5:2)

Los importes se presentan en su equivalente en dólares de los Estados Unidos de América, la cuál es la moneda de referencia para el cálculo de las transacciones y pago de los cargos respectivos.

### **2.7.1 Elementos resultantes de las transacciones económicas de los generadores**

Los siguientes elementos se incluyen para los generadores:

#### **a) energía:**

Se incluye el neto de la energía vendida y comprada en el mercado de oportunidad.

**b) desvíos de potencia:**

Se incluye el neto derivado de los desvíos ya sean positivos o negativos, resultantes en el periodo de un mes calendario.

**c) Servicios complementarios:**

Para los participantes productores, si brindan un servicio el valor aparecerá en positivo y para los participantes consumidores se reflejará en negativo.

**d) cargos por pérdidas:**

“Las pérdidas marginales de transmisión son descontadas implícitamente en las transacciones efectuadas en el mercado de oportunidad al incluir el precio nodal el factor de pérdida nodal.

En las transacciones efectuadas en el mercado a término los participantes productores o consumidores según sea indicado en el contrato deberán abonar estas pérdidas en forma explícita mediante el cargo que se denominará cargo por pérdidas marginales de transmisión por contratos.” (3:2)

**e) cargos por peaje:**

“En los casos que exista contrato de transporte del Sistema Principal de Transmisión, se aplicarán los cargos de acuerdo a lo informado al AMM en cuanto al precio del peaje y la cantidad de potencia contratada. Las partes contratantes deberán informar del mismo al Administrador del Mercado Mayorista con cinco días hábiles de anticipación de la fecha de inicio de la administración de dicho contrato, utilizando la planilla establecida para el efecto. En este caso la potencia contratada será tomada en cuenta para el cálculo del pago del peaje del resto de Participantes.” (12:3)

**f) sobrecostos por generación forzada:**

Los sobrecostos originados por generación forzada los pagaran los agentes o participantes por los siguientes criterios:

- Generación forzada por requerimiento del AMM, se repartirá entre toda la demanda de acuerdo a sus compras de energía horaria.
- El sobrecosto por generación forzada por compra obligada de los contratos existentes, lo pagará el participante consumidor comprador de dicho contrato.
- Cuando sea por requerimiento de RRO y la energía proveniente de la RRA, serán pagados por los participantes consumidores en proporción a su demanda de energía en la hora que se produce dicho forzamiento.
- Por requerimiento de seguridad adicional del SNI, ante la ocurrencia de eventos especiales serán asignados a los participantes consumidores en proporción a su demanda de energía en la hora que se produce dicha generación forzada.
- Por ofertas confirmadas de importación de oportunidad serán asignados a los compradores en el mercado de oportunidad en proporción a su compra de energía en la hora que se produce dicho forzamiento.
- Por importación de energía de emergencia o por déficit nacional, será pagado por los participantes consumidores en concordancia a su demanda de energía en la hora que se produce dicha generación forzada.

**g) sobrecostos de producción a requerimiento del agente**

“La Generación Forzada resultante de requerimientos propios de los Participantes Productores o Participantes Consumidores serán pagados por tales Participantes, para su tratamiento conforme a la legislación vigente.”(10:4)

**2.7.2 Procedimientos de liquidación de las transacciones económicas**

“La liquidación de las transacciones económicas será efectuada por el AMM sobre la base de los registros del Sistema de Medición Comercial, del sistema de control supervisorio y de las cláusulas de los Contratos a Término. El

período de liquidación corresponde a un mes calendario, que va de la 00:00 horas del primer día, hasta las 24:00 horas del último día del mes.”(5:1)

“El AMM emitirá el Informe de Transacciones Económicas y lo publicará en su sitio de internet a más tardar trece (13) días hábiles siguientes de la fecha de cierre, en el que se detallará, para cada Participante, los importes acreedores y/o deudores resultantes de sus transacciones en el Mercado Mayorista durante el período de facturación inmediato anterior.” (5:2)

“Todos los importes estarán expresados en su equivalente en dólares de los Estados Unidos de América, que será la moneda de referencia para el cálculo de las transacciones y pago de los cargos respectivos.” (5:2)

Después de ser publicado el ITE, los participantes que resulten deudores deberán de realizar el pago a más tardar cuatro (4) días hábiles siguientes, sin importar si existe alguna observación a dicho informe pendiente de resolver.

## CAPÍTULO III

### EL CONTADOR PÚBLICO Y AUDITOR COMO GERENTE FINANCIERO DE UNA HIDROELÉCTRICA EN LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE VENTAS

#### 3.1 El Contador Público y Auditor

Un Contador Público y Auditor, es un profesional egresado de la facultad de ciencias económicas, con conocimientos en finanzas, contabilidad y auditoría. Capaz de trabajar de manera interna o externa en una entidad, así como brindar consultorías y asesoramientos, dentro de la iniciativa privada o pública.

En cuanto a la información financiera que puede manejar, se tiene la confiabilidad en este profesional pues tiene el conocimiento de normas relacionadas con la contabilidad como los son las Normas Internacionales de Contabilidad y las Normas Internacionales de Información Financiera y también las Normas Internacionales de auditoría.

La información que proporciona tiene el profesionalismo necesario para confiar en lo que presenta.

##### 3.1.1 Importancia

Su importancia radica en el amplio conocimiento que posee en el ámbito financiero y el manejo de normas financieras y de auditoría, las cuales puede desarrollar en cualquier entidad, además de brindar un trabajo profesional a las autoridades de la entidad y también podrá presentar información a terceros.

Pueda aplicar sus conocimientos en la iniciativa privada y pública, pudiendo aplicar sus conocimientos y experiencia en cualquiera de las mencionadas.

Brinda información de forma eficiente y oportuna para la toma de decisiones fundamental, para analizar resultados financieros y aplicar estrategias.

Puede dar asesoría a la parte administrativa en cuanto a los procesos y la información financiera que se obtiene, también puede encargarse en el manejo de fondos.

Por ser un experto en contabilidad, puede encargarse de la elaboración y análisis de los estados financieros, cumpliendo con la legislación fiscal que en la actualidad sufre cambios por lo que debe estar en constante actualizado.

Como auditor su conocimiento es vital para la verificación de procesos, revisión de la exactitud de la información financiera, además de revisar procesos puede llevar a cabo auditorías internas para dar el respaldo necesario a toda la información que se maneja en la entidad.

### **3.1.2 Características**

“El profesional de la contabilidad cumplirá los siguientes principios fundamentales:

- a) Integridad – ser franco y honesto en todas las relaciones profesionales y empresariales.
- b) Objetividad – no permitir que prejuicios, conflictos de intereses o influencia indebida de terceros prevalezcan sobre los juicios profesionales o empresariales.
- c) Competencia y diligencia profesionales – mantener el conocimiento y la aptitud profesionales al nivel necesario para asegurar que el cliente o la entidad para la que trabaja reciben servicios profesionales competentes basados en los últimos avances de la práctica, de la legislación y de las técnicas y actuar con diligencia y de conformidad con las normas técnicas y profesionales aplicables.
- d) Confidencialidad – respetar la confidencialidad de la información obtenida como resultado de relaciones profesionales y empresariales y, en consecuencia, no revelar dicha información a terceros sin autorización

adecuada y específica, salvo que exista un derecho o deber legal o profesional de revelarla, ni hacer uso de la información en provecho propio o de terceros.

- e) Comportamiento profesional – cumplir las disposiciones legales y reglamentarias aplicables y evitar cualquier actuación que pueda desacreditar a la profesión.” (13:8)

Esos principios hacen que el contador público y auditor, tenga el respaldo necesario para confiar en la información financiera y no financiera que presenta.

Su discreción con la información financiera es indispensable, además de saber que tiene el conocimiento necesario para el análisis de resultados y la adecuada presentación de los mismos para la toma de decisiones de forma eficiente y oportuna.

### **3.1.3 Campos en los que se desempeña**

Un Contador Público y Auditor, se puede desempeñarse en múltiples áreas debido al amplio conocimiento que posee, permitiéndole adaptarse a todos los sectores económicos de Guatemala, como por ejemplo, sector bancario, textil, de alimentos, agrícola, eléctrico, entre otros, pues en todos estos sectores se realizan operaciones financieras y se necesitan de presentación de resultados, implementación de controles en la información, además requerir asesoría.

En el sector público, existen puestos en los que un contador público y auditor puede desempeñarse, pues el manejo de fondos públicos requiere de los principios que el Contador Público y Auditor posee.

En el área financiera, podría ocupar el cargo de contador general, jefaturas financieras, gerente de impuestos e inclusive gerencias financieras.

El área administrativa, puede brindar asesoría además de poder ocupar diferentes puestos administrativos.

Puede desenvolverse como auditor externo o interno de una organización privada o gubernamental.

#### **3.1.4 Normativa aplicable al Contador Público y Auditor**

Como profesional de contabilidad:

- Código de ética:

“Una característica que identifica a la profesión contable es que asume la responsabilidad de actuar en interés público. En consecuencia, la responsabilidad de un profesional de la contabilidad no consiste exclusivamente en satisfacer las necesidades de un determinado cliente o de la entidad para la que trabaja. En su actuación en interés público, el profesional de la contabilidad acatará y cumplirá el presente Código. Si las disposiciones legales y reglamentarias prohíben al profesional de la contabilidad el cumplimiento de alguna parte del presente Código, cumplirá todas las demás partes del mismo.” (13:7)

- Normas Internacionales de Información Financiera:

“Las Normas Internacionales de Información Financiera para las Pequeñas y Medianas Entidades (NIIF para PYMES) se estructuran en tres documentos, el primero con carácter de principal y dos adicionales complementarios. El primer complementario se denomina “Fundamentos de las Conclusiones”. Estos Fundamentos de las Conclusiones dan a conocer las principales situaciones identificadas por el IASB, las alternativas consideradas y las razones que se tuvieron aceptar algunas alternativas y rechazar otras. Mientras que el segundo complementario se denomina “Estados Financieros Ilustrativos y Lista de Comprobación de Información a Revelar y Presentar”

cuyo objetivo es ilustrar los Estados Financieros establecidos por la NIIF en la Sección 3 – Presentación de Estados Financieros.” (26)

Como Auditor:

- Normas Internacionales de Auditoría:

“Las NIA’s son principios y procedimientos que deben de aplicar el auditor durante la auditoría de estados financieros, deben interpretarse en un contexto amplio de la aplicación durante la ejecución de la auditoría, la IAASB elaboro las normas el objetivo de que exista un marco común en la práctica de auditoría de nivel internacional.” (26)

- Normas internacionales para el ejercicio profesional de auditoría interna:

Estas normas son las formalidades indispensables que guardan relación con la independencia de la unidad, la integridad y capacidad profesional del auditor interno, el proceso de su trabajo y con la dirección de la unidad a su cargo.

### **3.2 El Contador Público y Auditor como gerente financiero en una hidroeléctrica**

La gerencia financiera de una entidad que se dedique a la generación de energía con recurso hídrico, requiere de un profesional que sea capaz de manejar información financiera, además de tener la habilidad de presentar tal información.

Un Contador Público y Auditor posee el conocimiento necesario para ocupar una gerencia financiera en el sector eléctrico pues las transacciones de energía conllevan procesos que por la capacidad en el ámbito financiero que tiene puede desempeñarlo con éxito.

Las transacciones que se dan en las hidroeléctricas, la mayoría se realizan en moneda extranjera dólares, por lo que el Contador Público y Auditor es un profesional capaz de manejarlas.

En el caso de una hidroeléctrica, es indispensable que se tenga un profesional con las habilidades de manejar información financiera y que pueda presentarla de manera adecuada ante las autoridades de la organización o bien para terceros, pues se manejan transacciones de valor monetario alto, como lo es la línea de crédito en el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y también la gerencia financiera tendrá a su cargo otros departamentos que su función es integrar la contabilidad de la entidad.

Si una entidad generadora realiza una auditoría externa a su información, el Contador público y Auditor puede dar a entender de forma correcta sus operaciones, pues al ser poco conocido el funcionamiento del sector eléctrico, tiende a surgir dudas en la auditoría a los estados financieros de la entidad.

El Contador Público y Auditor debe tomar en cuenta que la información que presenta respecto al costo de ventas, sirve para la toma de decisiones de las autoridades de la entidad, por lo que deberá presentarla de forma clara y comprensiva.

### **3.2.1 Importancia**

Desde el inicio de la construcción de la hidroeléctrica, se necesita tener la planificación financiera para llevar a cabo dicho proyecto. En la mayoría de casos, se solicita el financiamiento a entidades bancarias, para ello, la entidad solicita información acerca de las operaciones a realizar.

En una central hidroeléctrica se deben realizar estados financieros presupuestados, que servirán para lograr la financiación del proyecto. La participación del Contador Público y Auditor es fundamental, pues está entre sus conocimientos el realizar este tipo de información.

Además puede tener a su cargo los departamentos de contabilidad y tesorería y tener relación directa con el departamento comercial.

La persona a cargo de este puesto deberá tener la habilidad de la presentar información financiera de la hidroeléctrica de una manera adecuada, derivado de la operación comercial de la entidad y también del financiamiento del proyecto de generación.

El Contador Público y Auditor como gerente financiero, tiene la responsabilidad de manejar los fondos de la entidad, como estar al pendiente de los financiamientos bancarios y el flujo de dinero en la liquidación ante el Administrador del Mercado Mayorista, en cuanto a transacciones de energía que deberá de tener el cuidado de que se mantenga al día las liquidaciones de las operaciones del mes, pues de no realizar algún pago dentro del plazo establecido, el Administrador del Mercado Mayorista puede ejecutar la garantía que el generador tiene en esta entidad.

La liquidación de energía se realiza a través del informe de transacciones económicas al treceavo día hábil del mes siguiente. Este informe debe pagarse de manera puntual pues de no realizarlo se incurre en un incumplimiento.

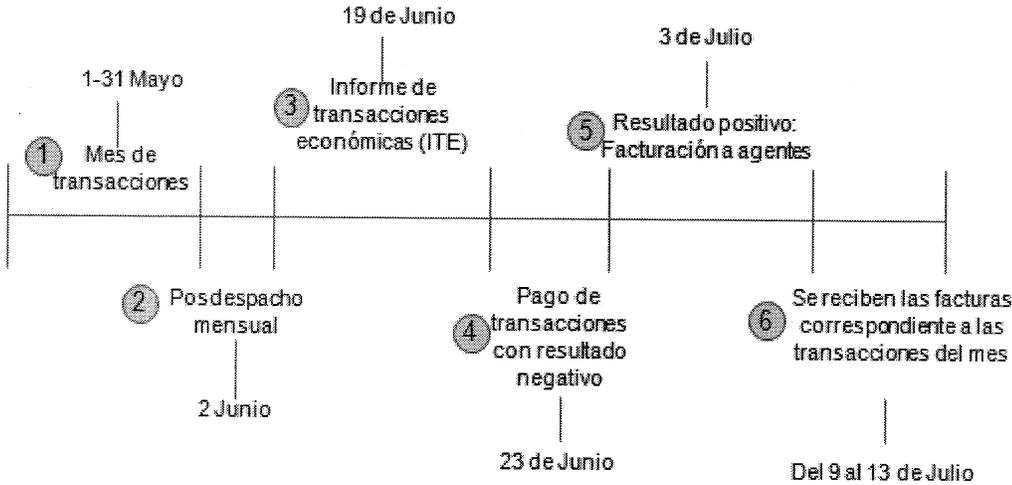
Puesto que el determinar los resultados de energía conlleva un proceso especial el cual deberá tener el respaldo profesional adecuado para poder tener las provisiones al finalizar el mes, pues los respaldos de las transacciones se tienen al mes siguiente.

Ejemplificando: La valorización de las transacciones de energía de un mes calendario, se obtiene el estimado de las mismas, realizando el cálculo cuando se publica el posdespacho mensual que da a conocer el Administrador del Mercado Mayorista, esto lo realiza al segundo día hábil del mes siguiente. La liquidación real incluyendo costos de mercado, valorización de los desvíos de potencia y resultado del transporte de energía se obtiene al treceavo día hábil del mismo mes siguiente.

De ser el resultado neto negativo, el pago de estas transacciones se realiza al cuarto día hábil siguiente después de haber sido publicado el informe de transacciones económicas y las facturas que respaldan este pago se recibirán en un periodo de diez a trece días hábiles siguientes después de finalizado el plazo de pago.

Si el resultado neto es positivo, el AMM mandará un requerimiento de facturación derivado de la liquidación de las transacciones que se dan en el mes, debiendo seguir las instrucciones que dicta el Administrador del Mercado Mayorista.

Figura 2  
Línea de tiempo de las transacciones económicas de un mes



Fuente: Elaboración propia con base en la investigación.

Por lo anterior el gerente financiero deberá tener el conocimiento que los departamentos encargados de realizar los pagos, lo hagan en el plazo establecido para evitar un incumplimiento a lo que dicta la norma comercial 12, que pueden ejecutar la garantía que se tiene.

“Todos los Participantes del Mercado Mayorista, previo a iniciar operaciones en el Mercado Mayorista y los que ya las realizan, deberán tener una Línea de

Crédito en el Banco Liquidador, equivalente por los menos al importe previsto por el Administrador del Mercado Mayorista para cubrir sus obligaciones por dos meses en el Mercado Mayorista”(5:5)

“Los participantes que ya realizan transacciones deberán renovar, por el mismo período, el monto de su garantía en la fecha que corresponda renovar la misma. Dicha garantía se hará efectiva si el Participante dentro de los plazos establecidos incumple con pagar los saldos deudores que se indiquen en el Informe de Transacciones Económicas. Se exceptuarán de esta obligación los participantes que por ser entidades públicas tengan impedimento legal para efectuar estas transacciones. En ese caso el AMM pactará con dicho participante las características de la garantía que deberá otorgar.” (5:5)

Todos estos procesos recaen bajo la responsabilidad de un gerente financiero, que tendrá que informar a las autoridades de la entidad acerca de estos movimientos financieros, además de tener en cuenta el trámite de la línea de crédito para operar en el mercado mayorista.

### **3.2.2 Características**

El Contador Público y Auditor como gerente financiero debe tener amplio conocimiento en materia financiera que le permita administrar los recursos de la institución de forma eficiente y eficaz.

Es ordenado, pues el proceso de las transacciones comerciales es distinta a la de otras entidades.

El gerente financiero deberá maximizar la utilización del recurso financiero para que generen mayor rentabilidad, a través de la correcta información para la toma de decisiones.

El Contador Público y Auditor como gerente financiero de una hidroeléctrica, deberá de tener conocimiento de las transacciones comerciales de la entidad,

para poder manejar correctamente el flujo de caja derivado de las operaciones de energía. Además, el tener este conocimiento le permitirá dar a conocer de manera clara a las entidades de la empresa o a terceros, toda la información que le requieran. Como por ejemplo, cuando se realiza una auditoría externa a los estados financieros.

Debe ser puntual en la ejecución de los pagos del Administrador del Mercado Mayorista, pues un atraso puede conllevar a la ejecución de la línea de crédito y esto a grandes pérdidas para la entidad. También si se tienen compromisos de abastecimiento de energía no se podrá cubrir con generación propia, haciendo que se eleve el costo de ventas de la hidroeléctrica.

### **3.2.3 Funciones que realiza en una hidroeléctrica**

Entre sus principales funciones están:

- Llevar el control de la liquidez financiera.
- Tener la dirección, supervisión y coordinación de los aspectos relacionados con la administración de fondos.
- Coordinar la elaboración de estados financieros y otros reportes que sirvan para la toma de decisiones de las autoridades de la entidad.
- Atender a requerimientos de auditoría interna o externa.
- Supervisar los departamentos a bajo su responsabilidad: contabilidad, tesorería y otros.
- Dar propuestas a la gerencia general para lograr eficacia y eficiencia en los recursos financieros.
- Supervisar la solvencia de las responsabilidades en cuanto a los requerimientos de pago que haga el Administrador del Mercado Mayorista, derivado de las transacciones comerciales.
- Presentar resultados mensual y anual de la operación comercial.
- Presentar estados financieros a la junta directiva.

### **3.3 Costo de venta de una hidroeléctrica**

Se refiere a todos los costos de actividades y procesos que se incurren para obtener la energía y potencia a vender ya sea que se tenga comprometida o no. De estar comprometida los costos son por las transacciones que se dan en el mercado a término y lo que no está comprometido se valoriza en el mercado de oportunidad.

Provee a las autoridades de la organización una herramienta fundamental para la toma de decisiones, pues es la parte fundamental del estado del resultado.

Con esta determinación se obtiene un control de los gastos incurridos por la operación comercial.

El costo de la energía generada, se determina con todos los elementos que se encuentran en la central hidroeléctrica. Esto incluye la mano de obra por la operación de la central, que este elemento es considerado como mano de obra directa en el costo de producción, pues sin la gestión de ellos no habría generación. También en el costo de la energía generada se incluye la mano de obra del resto de la central. Hay que tomar en cuenta los costos de mantenimiento de los componentes de la central, tanto para la obra civil como para los hidromecánicos. Así mismo cuenta como elemento los servicios públicos en la hidroeléctrica y la depreciación de los activos de la central, en donde la presa es el componente de mayor valor en el punto de generación.

Adicionalmente las compras de energía y potencia que se dan por la no generación, deberán tomarse en cuenta como un elemento directo del costo de ventas. Es decir las compras de energía derivado de los faltantes para abastecer un compromiso.

Para un agente generador que tiene compromisos en el mercado a término, en específico de un contrato tipo A -contrato por diferencias con curva de carga-, en automático se vuelve participante en el mercado de oportunidad ya

sea para vender los excedentes o comprar los faltantes al precio de oportunidad de la energía de forma horaria.

Para determinar el costo de ventas de un agente generador derivado de los contratos en el mercado a término, se tienen que establecer dos tipos de costos: el de la energía generada y el costo de la energía comprada en el mercado de oportunidad.

### **3.3.1 Costo de la energía generada**

En la determinación del costo de la energía generada, se tienen que establecer cuanta generación se obtuvo de forma horaria, en la cual en el caso de una hidroeléctrica se ve afectada por los cambios climáticos, pues en época de verano disminuyen los caudales y en época de invierno se eleva la producción dado que el elemento primario para la generación es el recurso hídrico.

En este costo se establece el valor de la mano de obra directa, que se refiere a los operarios, pues son ellos los encargados de la operación de la central hidroeléctrica. Ellos reciben la programación e instrucción de la generación de parte del centro de despacho del Administrador del Mercado Mayorista (AMM).

Entre los gastos indirectos que intervienen en el costo de la energía generada se encuentra la mano de obra indirecta, esta se conforma por el salario y prestaciones del jefe de planta, pues es quien supervisa el trabajo de los operadores. También se incluyen los gastos de los técnicos electromecánicos y los auxiliares electromecánicos.

Así mismo se incluyen la cuota de operación y administración, que es la que se paga al Administrador del Mercado Mayorista (AMM) de forma mensual. Esta cuota surge para cubrir el presupuesto de esta entidad, pues es un ente privado sin fines de lucro que se financia por los agentes del mercado. En el

caso de un agente generador, como lo son las hidroeléctricas, paga la cuota en proporción a su producción.

También se toma en cuenta los servicios públicos, integrados por: a) Enlaces AMM, que sirve para mantener la comunicación entre los operadores de la central y el centro de despacho del Administrador del Mercado Mayorista, quienes en tiempo real dan instrucciones que los operadores que tienen que seguir. b) la energía eléctrica que se utiliza en la casa de máquina. c) El servicio por la operación de interruptores. d) la telefonía en la planta. e) El servicio de Agua. f) Servicio de internet.

Como parte del costo de la energía generada, se incluyen los mantenimientos que se dan a los accesos y obras civiles, como por ejemplo el que se da derivado de deslaves y el que se da para mantener en óptimas condiciones el ingreso a la central. También lo integra el mantenimiento a la presa y a los canales de conducción.

Así mismo se debe tomar en cuenta el mantenimiento del equipo electromecánico e hidromecánico, conformado por las turbinas, los generadores y la subestación elevadora.

La depreciación de la obra civil, está compuesto por la presa, el embalse, la tubería y la casa de máquina. De estos el elemento de mayor valor es la presa y el embalse. El valor de la depreciación se incluye en los gastos indirectos para valorizar el costo de la energía generada. También se toma en cuenta la depreciación de los equipos electromecánicos e hidromecánicos, que son las turbinas y generadores, las compuertas y la subestación eléctrica.

Por el alto valor que tiene los componentes de la central hidroeléctrica, es necesario que se cuente con seguro.

### **3.3.2 Costo de la energía comprada**

Seguidamente de determinar el costo de la energía generada, el segundo componente que integra el costo de ventas de una hidroeléctrica es el costo de la energía comprada. Como se mencionó, el agente generador que tenga un contrato en el mercado a término se convierte en automático en un participante del mercado de oportunidad, ya sea para comprar los faltantes de energía de su compromiso o vender los excedentes de generación.

Este costo se determina de forma horaria, pues el precio de la energía en el mercado de oportunidad es de ese periodo. En cada hora se tiene que establecer que cantidad de energía está comprometida y también la cantidad que generó la hidroeléctrica.

Para cada hora, si la energía comprometida es mayor a la generada, indica que se tiene un faltante y caso contrario de ser menor la energía comprometida a la generada se tienen un sobrante.

En ambos casos, los faltantes y sobrantes se transan en el mercado de oportunidad y se valoriza al precio de oportunidad de la energía afectado por el factor de pérdidas nodales, que es el punto de entrega de la energía. Este tipo de transacciones se realizan a través del sistema del Administrador del Mercado Mayorista (AMM).

En época de verano, cuando los caudales disminuyen, el precio de oportunidad de la energía aumenta derivado de la poca oferta de las hidroeléctricas que tienen un menor costo variable comparado con los generadores que utilizan combustible carbón, que en su mayoría de esta época son los que marginan o establecen el precio de energía.

En época de invierno, es cuando se obtiene un menor costo en las compras de energía en el mercado de oportunidad.

Al finalizar la valuación de los dos componentes, se tendrá como resultado el costo de ventas correcto derivado de los contratos en el mercado a término que tenga una hidroeléctrica.

## **CAPÍTULO IV**

### **EL CONTADOR PÚBLICO Y AUDITOR COMO GERENTE FINANCIERO, EN LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE VENTAS DE UNA HIDROELÉCTRICA CON UN CONTRATO DE ABASTECIMIENTO TIPO A “CONTRATO POR DIFERENCIAS CON CURVA DE CARGA” (CASO PRÁCTICO)**

#### **4.1 Antecedentes de la hidroeléctrica**

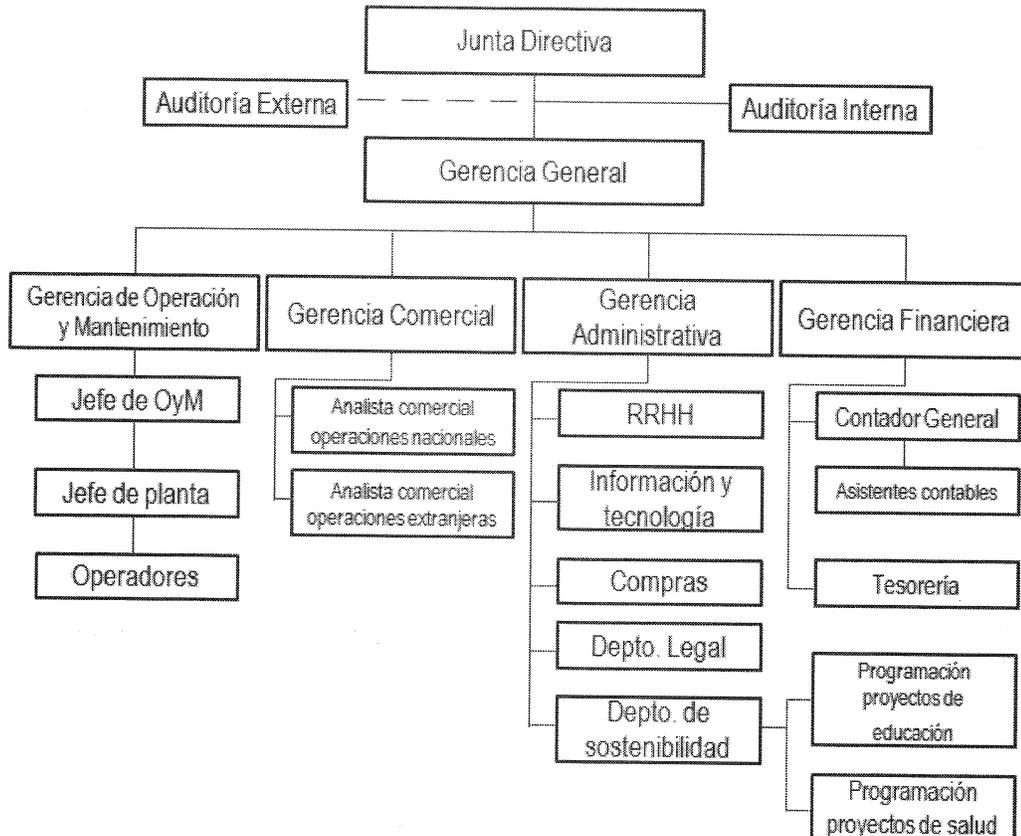
La empresa Ríos de Agua Viva, S.A. es una entidad que se dedica a la generación de energía con recurso hídrico. Su capital es de origen guatemalteco.

La construcción de la hidroeléctrica inició en el año 2010 e inició operación comercial el 1 de enero del 2015. Participó en las licitaciones públicas realizadas para cubrir la demanda firme de las distribuidoras de Guatemala. Se le adjudicó un contrato para el abastecimiento de potencia y energía, tipo A, contrato por diferencias con curva de carga, con tres bloques de energía, por el período de 15 años.

Está sujeta al régimen sobre utilidades de actividades lucrativas, pero por ser un proyecto de generación con recurso renovable, se encuentra exonerada del impuesto sobre la renta por un periodo de 10 años. Su información financiera está preparada de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera para Pequeñas y Medianas Empresas (NIIF PYMES)

Para su operación comercial se rige por las normas de coordinación comercial y las normas de coordinación operativa, del Administrador del Mercado Mayorista.

Figura 3  
Estructura organizacional  
Hidroeléctrica Ríos de Agua Viva, S.A.



Fuente: elaboración propia con base en la investigación

#### 4.1.1 Generalidades técnicas

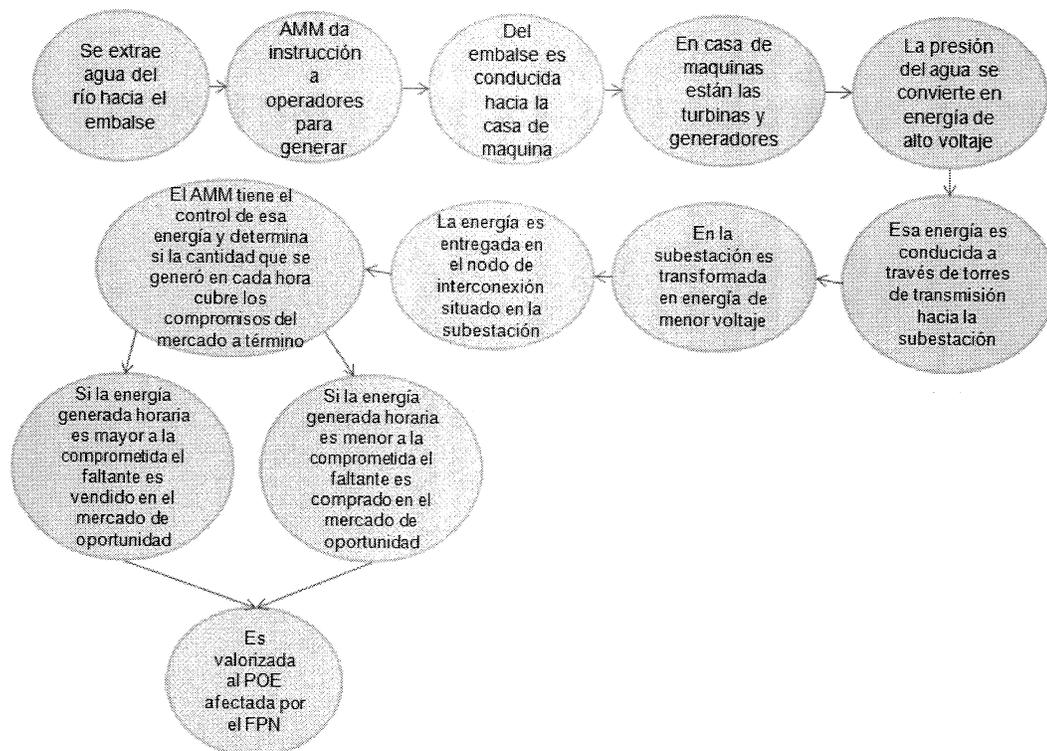
La hidroeléctrica evaluada, es una central de embalse con regulación diaria. Cuenta con 2 turbinas tipo francis, con una capacidad instalada de 20 MW.

Está instalada en el departamento de Quetzaltenango, en el río Samalá.

Para el año estacional 2016-2017 obtuvo una OFE de 18.487 MW y para el año estacional 2017-2018, una OFE de 16.550 MW. Tiene un costo variable de \$5.80/MWh.

El año estacional está comprendido del 1 de mayo al 30 de abril, el AMM calcula de acuerdo al factor de disponibilidad de cada generador, la oferta firme eficiente que puede comprometer en sus contratos. Ese factor es afectado por las indisponibilidades que tiene la central.

Figura 4  
Proceso de operación comercial de una hidroeléctrica  
Con contrato de abastecimiento tipo a



Fuente: elaboración propia con base en la investigación.

#### 4.1.2 Generalidades del contrato por diferencias con curva de carga

Se tiene suscrito un contrato de abastecimiento con una distribuidora para el cubrir demanda firme tipo a, de la siguiente manera:

Tabla 15  
Generalidades del contrato por diferencias con curva de carga

Descripción	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3
Potencia MW	6	6	2.5
Precio de la potencia US\$/kW-mes	8.9	8.9	8.9
Precio de la energía US\$/MWh	78.5	78.5	82.5
Abastece a Tarifa	Social	No Social	Social

Tabla 16  
Energía eléctrica mensual garantizada al comprador

Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Totales
Mayo	2,023.68	2,023.68	449.20	4,496.56
Junio	3,821.70	3,821.70	1,198.28	8,841.68
Julio	4,067.12	4,067.12	1,643.00	9,777.24
Agosto	3,977.69	3,977.69	1,643.00	9,598.38
Septiembre	4,104.00	4,104.00	1,734.30	9,942.30
Octubre	4,194.69	4,194.69	1,634.09	10,023.47
Noviembre	3,283.65	3,283.65	1,515.90	8,083.20
Diciembre	2,282.61	2,282.61	1,449.95	6,015.17
Enero	1,546.13	1,546.13	1,210.01	4,302.27
Febrero	1,116.85	1,116.85	978.46	3,212.16
Marzo	1,057.95	1,057.95	649.76	2,765.66
Abril	1,076.25	1,076.25	480.60	2,633.10
<b>Total</b>	<b>32,552.32</b>	<b>32,552.32</b>	<b>14,586.55</b>	<b>79,691.19</b>

Fuente: Elaboración propia con base en la investigación.

Otras condiciones:

- La energía será entregada en el nodo de interconexión de la central generadora.
- Todos los cargos de peaje serán asignados al comprador, es decir a la distribuidora.
- La energía garantizada puede ser cubierta con la generación de la hidroeléctrica y los faltantes pueden ser adquiridos en el mercado spot.

#### **4.2 Nombramiento del gerente financiero**

Guatemala, 20 de febrero 2018

Ingrid Carrillo  
Gerente Financiero  
Ríos de Agua Viva, S.A.  
Presente

Sra. Carrillo:

Reciba un cordial saludo, de acuerdo a lo establecido en la reunión de Junta Directiva, celebrada el pasado 15 de febrero de 2018, se le solicita presentar la información financiera descrita a continuación:

El costo de ventas que obtuvo la hidroeléctrica, con respecto a las ventas derivadas de los contratos de abastecimiento que se tienen con las distribuidoras, por el período 2017. La información deberá de ser presentada en dólares y en base a las normas de información financiera para pequeñas y medianas empresas.

Lo anterior, deberá ser presentado en un informe a la Junta Directiva con la resolución del punto de agenda asignado a su persona, el 01 de marzo del presente año.

Sin otro particular,



David Linares  
Presidente Junta Directiva  
Ríos de Agua Viva, S.A.

### 4.3 Determinación de los elementos del costo de ventas

Para determinar el costo de ventas que obtuvo la hidroeléctrica es necesario resaltar los elementos que conducirán a obtener dicho resultado.

#### 4.3.1 Determinación de la generación de energía (MWh)

La energía se mide en el período de quince minutos, posterior a ello se suman 4 de estos períodos para hacer una hora y poder valorarla. Esa medición se obtiene a través de contadores instalados en la central.

Tabla 17  
Ejemplificación de lectura de contador comercial

Fecha	Periodo	kWh del intervalo	kWh
01/01/2017	15:00.0	1857.506104	
01/01/2017	30:00.0	1132.390137	
01/01/2017	45:00.0	1430.458496	
01/01/2017	00:00.0	2335.300945	6,755.655682

Fuente: Elaboración propia con base en la investigación.

Para saber cuál es el costo de la generación de un mes, es necesario tomar en cuenta la mano de obra que interviene en la generación, así como los gastos relacionados en la central de generadora.

Después de obtener las lecturas de los contadores comerciales, se realiza la integración por hora y día de cada mes.

Se observa a continuación como ejemplo, la energía generada en el mes de enero, en la que se ve que todas las horas se produce diferentes cantidades de kWh, así como en la que unas horas no se genera debido al bajo caudal entrante que se tenga. Se resalta el período de las 18:00 a las 21:00 horas por ser la banda de punta, en la que las hidroeléctricas de embalse de regulación diaria almacenan su caudal para poder producir a máxima capacidad.

Tabla 18  
Ejemplificación de la determinación de energía generada por hora y día, enero 2017

Hora/día	ENERGÍA GENERADA EN EL MES DE ENERO 2017 (kwh)									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0:00	6,765.66	8,913.05	4,001.99	9,578.08	2,637.13	2,902.80	1,765.66	2,055.41	-	-
1:00	6,923.10	6,742.87	3,998.50	9,884.73	2,459.79	2,905.36	1,923.10	1,986.06	-	-
2:00	6,635.38	4,921.25	4,798.21	7,993.89	4,945.66	2,903.94	1,635.38	1,990.30	-	-
3:00	6,557.17	4,164.47	4,793.49	8,301.31	6,703.30	3,492.28	1,557.17	1,992.86	-	-
4:00	7,158.82	4,974.86	5,427.17	8,360.64	6,853.76	4,619.65	2,158.82	1,999.95	-	-
5:00	7,399.57	4,218.26	5,766.83	8,433.66	5,923.01	4,872.73	2,399.57	1,982.93	-	-
6:00	7,414.46	3,805.36	7,164.62	8,621.57	6,203.52	4,879.58	2,414.46	2,009.37	1,482.26	-
7:00	7,399.98	3,816.89	7,634.23	8,622.48	6,550.79	4,888.10	2,399.98	1,769.46	1,638.73	-
8:00	7,401.23	3,653.24	7,798.98	8,963.64	7,483.19	4,890.44	2,401.23	1,125.80	1,621.19	1,394.86
9:00	7,400.66	3,867.91	8,088.50	9,556.63	7,563.22	4,885.55	2,400.66	1,117.74	1,641.17	1,422.51
10:00	7,405.17	8,302.43	5,782.02	10,105.55	7,545.14	4,884.73	2,405.17	1,114.72	1,899.60	1,922.79
11:00	5,777.94	8,314.80	4,175.25	11,176.62	7,513.02	4,876.73	2,408.19	1,112.95	1,924.72	2,499.32
12:00	6,129.98	8,763.23	4,160.94	11,048.60	7,507.82	4,993.05	2,905.18	1,114.31	1,996.67	2,515.56
13:00	6,124.84	8,802.55	3,794.62	8,832.10	6,872.91	5,405.85	3,177.87	1,110.20	2,841.60	2,505.31
14:00	6,130.91	8,572.96	3,802.23	8,151.81	4,952.67	5,512.77	3,171.26	1,401.55	3,564.56	2,499.83
15:00	6,133.31	7,974.02	3,813.24	8,137.29	4,946.00	5,510.85	3,171.14	1,411.42	3,571.70	2,501.08
16:00	6,309.32	10,609.84	3,826.56	8,138.85	4,947.34	5,510.06	3,176.17	1,402.19	3,398.01	2,514.13
17:00	13,134.30	8,214.39	7,568.64	11,999.60	9,130.63	9,894.52	3,782.63	6,022.95	10,349.20	10,799.93
18:00	13,763.09	13,597.55	13,546.09	18,775.91	18,665.73	19,366.91	12,303.00	18,737.76	18,766.23	18,795.11
19:00	13,706.97	13,727.23	13,920.14	18,423.16	18,637.56	18,746.95	18,667.05	18,747.24	18,671.20	18,774.31
20:00	13,776.00	13,751.31	13,974.70	17,152.41	18,330.48	18,702.61	18,743.72	18,657.31	18,135.07	18,784.44
21:00	13,712.49	13,788.10	13,803.29	3,620.69	4,145.41	4,219.71	6,798.92	2,673.08	3,866.56	3,562.77
22:00	13,683.24	7,991.72	13,481.79	3,346.16	2,701.16	2,670.85	2,167.29	1,010.00	1,000.17	1,012.29
23:00	13,686.24	5,761.77	14,908.95	2,715.94	2,867.92	2,721.07	2,172.83	1,006.77	980.80	-
(KWH)	<b>210,529.83</b>	<b>187,250.06</b>	<b>180,030.99</b>	<b>229,941.32</b>	<b>176,087.13</b>	<b>154,257.07</b>	<b>106,106.44</b>	<b>93,552.32</b>	<b>97,349.45</b>	<b>91,504.25</b>

Fuente: elaboración propia con base en la investigación

Continúa en página siguiente

Tabla 18  
Ejemplificación de la determinación de energía generada por hora y día, enero 2017

		ENERGÍA GENERADA EN EL MES DE ENERO 2017 (kwh)																		
Hora/día	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20										
0:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8:00	1,039.49	-	777.94	1,131.04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9:00	1,283.52	934.10	1,129.98	1,126.50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10:00	1,425.37	924.73	1,124.84	1,468.46	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11:00	1,421.61	924.85	1,130.91	1,146.77	-	1,761.18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12:00	1,418.27	921.95	1,133.31	924.38	-	2,357.26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13:00	1,407.47	921.80	1,309.32	920.58	-	2,004.09	133.22	2,086.03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14:00	1,400.95	919.61	3,209.67	915.34	-	1,593.62	2,186.92	1,564.83	1,428.35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15:00	1,397.13	913.29	1,889.97	910.69	1,281.13	1,298.02	3,581.42	1,167.01	1,552.03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16:00	1,405.27	1,044.84	1,888.11	904.98	1,911.28	1,531.65	4,225.77	1,845.13	1,201.25	1,454.63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17:00	10,502.97	5,511.79	8,643.52	4,974.70	5,577.80	2,729.38	6,714.83	5,338.91	4,802.62	6,411.15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18:00	18,791.11	18,760.23	18,848.88	19,805.00	18,826.32	18,133.39	18,689.79	18,727.63	19,271.21	19,733.06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19:00	18,706.72	18,783.14	18,777.27	19,836.72	18,769.12	18,794.81	18,826.44	18,743.73	19,894.14	19,920.41	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20:00	18,705.02	18,803.17	18,782.58	19,837.70	18,793.91	18,780.28	18,770.29	18,769.46	19,904.15	19,895.78	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21:00	5,440.05	2,315.86	8,501.50	19,871.95	11,503.53	18,056.09	18,803.08	12,972.38	12,282.95	6,712.34	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22:00	911.79	-	-	3,217.03	-	-	6,044.12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(KWH)	85,256.73	71,679.34	87,147.81	96,991.83	76,663.08	87,039.77	97,975.89	81,215.12	80,336.69	74,127.36	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: elaboración propia con base en la investigación.

Continúa en página siguiente

Tabla 18  
Ejemplificación de la determinación de energía generada por hora y día, enero 2017

		ENERGÍA GENERADA EN EL MES DE ENERO 2017 (kwh)														
Hora/día	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31					
0:00	-	-	-	7,560.25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11:00	-	-	176.53	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12:00	-	-	1,374.65	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13:00	-	-	1,437.04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15:00	1,444.52	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16:00	1,292.24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17:00	4,766.03	-	1,612.05	2,187.89	2,370.30	4,128.11	6,596.67	5,495.65	-	2,681.91	591.46	-	-	-	-	-
18:00	19,943.09	6,281.62	7,333.79	19,830.22	19,003.07	19,877.82	19,918.06	19,887.18	11,600.06	19,604.33	2,822.47	-	-	-	-	-
19:00	19,931.68	19,334.20	7,321.03	19,920.27	19,902.60	19,913.62	19,920.79	19,902.20	14,920.03	19,377.11	10,636.57	-	-	-	-	-
20:00	19,857.36	19,567.07	7,326.26	19,733.46	19,924.50	19,912.51	19,460.30	19,586.48	14,821.96	19,480.78	14,826.35	-	-	-	-	-
21:00	6,375.12	12,736.18	7,319.99	2,146.98	3,674.54	1,998.71	1,278.68	-	-	1,652.81	14,162.65	-	-	-	-	-
22:00	-	-	7,372.36	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23:00	-	-	7,426.64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(KWH)	73,610.03	57,919.08	48,700.35	71,379.07	64,875.02	65,830.78	67,174.50	64,871.50	41,342.05	62,796.94	43,039.51	-	-	-	-	-

Fuente: elaboración propia con base en la investigación.

Seguidamente de haber integrado la energía por día, se puede obtener la producción mensual. Este proceso es repetitivo para todos los meses del año.

Por lo anterior se puede determinar que la generación en el año 2017 para la hidroeléctrica es la siguiente:

Tabla 19  
Energía generada  
Año 2017

Mes	MWh
Enero	3,026.58
Febrero	2,433.05
Marzo	1,230.39
Abril	739.08
Mayo	347.46
Junio	2,663.76
Julio	6,015.16
Agosto	6,035.60
Septiembre	4,992.96
Octubre	6,780.59
Noviembre	7,554.29
Diciembre	5,331.44
<b>Total</b>	<b>47,150.36</b>

Fuente: Elaboración propia con base en la investigación.

#### 4.3.2 Determinación del costo de la energía y potencia generada

Después de obtenida la generación de energía por mes, se procede a valorar todos los componentes que hacen posible el proceso de producción.

Cabe mencionar que como base para la determinación del costo de ventas se tienen las siguientes:

- Las depreciaciones en edificio y construcciones, se toma en cuenta el método de línea recta, debido a que los derechos por el uso de bienes de dominio público, es decir el uso del caudal del río, el Ministerio de Energía y Minas otorgó un uso por cincuenta años. Se considera un valor de

desecho del 1%. Es necesario que se dé un mantenimiento adecuado a las instalaciones.

- Las turbinas y generadores, el experto determinó que, con el mantenimiento adecuado a la maquinaria, pueden tener una vida útil de cincuenta años. Se considera un valor de desecho del 1%. Es necesario darle un mantenimiento adecuado a la maquinaria de generación.
- Se tomará en cuenta servicios públicos que hacen posible la comunicación con el Administrador del Mercado Mayorista, pues se debe dar a conocer a este todo lo relacionado a la generación.
- Para efectos de este caso práctico la información se presenta en dólares, puesto que en el sector eléctrico todos los precios de compra y venta son presentados y ofrecidos en dólares.

Tabla 20  
Hoja técnica del costo de producción  
Año 2017

1/2

Expresado en dólares

Descripción	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Energía generada (MWh)	3,026.58	2,433.05	1,230.39	739.08	347.46	2,663.76
Potencia disponible (MWh)	19,800	19,800	19,800	19,800	18,700	18,700
<b>Mano de Obra Directa</b>	<b>9,500.49</b>	<b>9,500.49</b>	<b>9,500.49</b>	<b>9,500.49</b>	<b>9,500.49</b>	<b>9,500.49</b>
Operarios	9,500.49	9,500.49	9,500.49	9,500.49	9,500.49	9,500.49
<b>Gastos Indirectos</b>	<b>172,483.78</b>	<b>175,310.33</b>	<b>165,518.96</b>	<b>167,290.97</b>	<b>166,978.03</b>	<b>175,987.97</b>
Mano de obra indirecta	13,631.45	13,631.45	13,631.45	13,631.45	13,631.45	13,631.45
Cuota de operación y administración	1,458.99	1,285.54	794.18	566.19	453.25	1,263.18
Servicios públicos	6,773.33	5,973.33	5,973.33	5,973.33	5,973.33	5,973.33
Mantenimiento a acceso y obras civiles	550.00	3,850.00	550.00	2,550.00	1,850.00	2,550.00
Mantenimiento electromecánicos e hidromecánicos	6,780.00	7,280.00	1,280.00	1,280.00	1,780.00	9,280.00
Depreciación obra civil	110,550.00	110,550.00	110,550.00	110,550.00	110,550.00	110,550.00
Depreciación electromecánicos e hidromecánicos	25,740.00	25,740.00	25,740.00	25,740.00	25,740.00	25,740.00
Seguro planta	7,000.00	7,000.00	7,000.00	7,000.00	7,000.00	7,000.00
<b>Total</b>	<b>181,984.27</b>	<b>184,810.82</b>	<b>175,019.46</b>	<b>176,791.47</b>	<b>176,478.53</b>	<b>185,488.46</b>
Costo por MWh de energía	60.13	75.96	142.25	239.20	507.91	69.63

Tabla 20  
Hoja técnica del costo de producción  
Año 2017  
Expresado en dólares

2/2

Descripción	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
Energía generada (MWh)	6,015.16	6,035.60	4,992.96	6,780.59	7,554.29	5,331.44	47,150.36
Potencia disponible (MWh)	18,700	18,700	18,700	18,700	18,700	18,700	
<b>Mano de Obra Directa</b>	<b>9,500.49</b>	<b>9,500.49</b>	<b>9,500.49</b>	<b>9,500.49</b>	<b>9,500.49</b>	<b>9,500.49</b>	<b>114,005.93</b>
Operarios	9,500.49	9,500.49	9,500.49	9,500.49	9,500.49	9,500.49	114,005.93
<b>Gastos Indirectos</b>	<b>169,469.40</b>	<b>173,155.18</b>	<b>168,177.02</b>	<b>171,178.22</b>	<b>171,647.24</b>	<b>169,714.18</b>	<b>2,046,911.29</b>
Mano de obra indirecta	13,631.45	13,631.45	13,631.45	13,631.45	13,631.45	13,631.45	163,577.43
Cuota de operación y administración	4,744.61	4,630.39	3,452.23	4,453.44	5,122.45	2,989.40	31,213.86
Servicios públicos	5,973.33	5,973.33	5,973.33	5,973.33	5,973.33	5,973.33	72,480.00
Mantenimiento a acceso y obras civiles	550.00	3,850.00	550.00	2,550.00	1,850.00	2,550.00	23,800.00
Mantenimiento electromecánicos e hidromecánicos	1,280.00	1,780.00	1,280.00	1,280.00	1,780.00	1,280.00	36,360.00
Depreciación obra civil	110,550.00	110,550.00	110,550.00	110,550.00	110,550.00	110,550.00	1,326,600.00
Depreciación electromecánicos e hidromecánicos	25,740.00	25,740.00	25,740.00	25,740.00	25,740.00	25,740.00	308,880.00
Seguro planta	7,000.00	7,000.00	7,000.00	7,000.00	7,000.00	7,000.00	84,000.00
<b>Total</b>	<b>178,969.89</b>	<b>182,655.67</b>	<b>177,677.51</b>	<b>180,678.72</b>	<b>181,147.73</b>	<b>179,214.68</b>	<b>2,160,917.22</b>
Costo por MWh de energía	18.84	19.23	18.70	19.02	19.07	18.86	45.83

## Integraciones de costo de producción de la energía generada

Tabla 21  
Integración de mano de obra directa  
Al 31 de diciembre 2017

<b>Integración de la Mano de obra directa</b>			
<b>Del año 2017</b>			
Operador 1 Casa Máquinas	Q	12,000.00	
Operador 2 Casa Máquinas	Q	12,000.00	
Operador 3 Casa Máquinas	Q	12,000.00	
Operador 4 Casa Máquinas	Q	12,000.00	Q 48,000.00
Bonificación incer	Q.250 c/u	Q 250.00	Q 1,000.00
Cuota patronal	12.67%		Q 6,081.60
Prestaciones labo	30.74%		Q 14,755.20
<b>Total Mensual</b>			<b>Q 69,836.80</b>
Tipo de cambio promedio del Banco de Guatemala			7.35086
Total Mensual en \$			\$9,500.49
<b>Total Anual</b>			<b>\$114,005.93</b>
*Aguinaldo 8.33%, bono 8.33%, vacaciones 5.75% e indemnización 8.33%			

Fuente: Elaboración propia con base en la investigación.

Tabla 22  
Integración de mano de obra indirecta  
Al 31 de diciembre de 2017

<b>Integración de la mano de obra indirecta</b>			
<b>Del año 2017</b>			
Jefe de Planta		Q 38,000.00	
Técnico Electromecánico 1		Q 11,000.00	
Técnico Electromecánico 2		Q 8,000.00	
Auxiliar Electromecánico 1		Q 6,000.00	
Auxiliar Electromecánico 2		Q 6,000.00	Q 69,000.00
Bonificación incentivo	Q.250 c/u	Q 250.00	Q 1,250.00
Cuota patronal	12.67%		Q 8,742.30
Prestaciones laborales*	30.74%		Q 21,210.60
<b>Total Mensual</b>			<b>Q 100,202.90</b>
Tipo de cambio promedio del Banco de Guatemala			7.35086
Total Mensual en \$			\$13,631.45
<b>Total Anual</b>			<b>\$163,577.43</b>
*Aguinaldo 8.33%, bono 8.33%, vacaciones 5.75% e indemnización 8.33%			

Se cuenta con 4 operarios que trabajan por turnos, los cuales se les paga de forma mensual. Para efectos de valorizar la mano de obra en dólares se toma como referencia el tipo de cambio promedio del banco de Guatemala. Los trabajadores gozan todas las prestaciones de Ley.

Tabla 23  
Integración de cuota de administración y operación  
Año 2017

(Véase tabla 19)Mes	MWh generados	Cuota en Q	T.C.	En \$
Enero	3,026.58	Q 11,200.87	7.67713	\$1,458.99
Febrero	2,433.05	Q 9,876.48	7.68272	\$1,285.54
Marzo	1,230.39	Q 6,123.96	7.71106	\$794.18
Abril	739.08	Q 4,378.87	7.73394	\$566.19
Mayo	347.46	Q 3,456.32	7.62571	\$453.25
Junio	2,663.76	Q 9,647.38	7.63735	\$1,263.18
Julio	6,015.16	Q 35,874.00	7.56100	\$4,744.61
Agosto	6,035.60	Q 34,974.25	7.55319	\$4,630.39
Septiembre	4,992.96	Q 25,963.10	7.52067	\$3,452.23
Octubre	6,780.59	Q 33,470.25	7.51560	\$4,453.44
Noviembre	7,554.29	Q 38,479.97	7.51202	\$5,122.45
Diciembre	5,331.44	Q 22,486.63	7.52213	\$2,989.40
<b>Total</b>	<b>47,150.36</b>	<b>Q 235,932.08</b>		<b>\$31,213.86</b>

Fuente: Elaboración propia con base en la investigación.

La cuota que se paga al Administrador del Mercado Mayorista es para cubrir el presupuesto de esta entidad, el cual es repartido en proporción a la generación de las centrales por mes. La cuota es cobrada en quetzales, sin embargo para efectos de este caso práctico se valoriza en dólares, tomando como referencia para cada mes, el tipo de cambio del último día del mes, según el Banco de Guatemala.

Tabla 24  
Integración de servicios públicos  
Expresados en dólares  
Año 2017

Mes	Enlaces AMM	Energía eléctrica casa máquina	Operación Interruptores	Telefonía Planta	Servicio de Agua	Internet	Total
Enero	3,790.00	125.00	1,025.00	200.00	33.33	1,600.00	6,773.33
Febrero	3,790.00	125.00	1,025.00	200.00	33.33	800.00	5,973.33
Marzo	3,790.00	125.00	1,025.00	200.00	33.33	800.00	5,973.33
Abril	3,790.00	125.00	1,025.00	200.00	33.33	800.00	5,973.33
Mayo	3,790.00	125.00	1,025.00	200.00	33.33	800.00	5,973.33
Junio	3,790.00	125.00	1,025.00	200.00	33.33	800.00	5,973.33
Julio	3,790.00	125.00	1,025.00	200.00	33.33	800.00	5,973.33
Agosto	3,790.00	125.00	1,025.00	200.00	33.33	800.00	5,973.33
Septiembre	3,790.00	125.00	1,025.00	200.00	33.33	800.00	5,973.33
Octubre	3,790.00	125.00	1,025.00	200.00	33.33	800.00	5,973.33
Noviembre	3,790.00	125.00	1,025.00	200.00	33.33	800.00	5,973.33
Diciembre	3,790.00	125.00	1,025.00	200.00	33.33	800.00	5,973.33
<b>TOTAL</b>	<b>45,480.00</b>	<b>1,500.00</b>	<b>12,300.00</b>	<b>2,400.00</b>	<b>400.00</b>	<b>10,400.00</b>	<b>72,480.00</b>

Fuente: Elaboración propia con base en la investigación.

En el caso del enlace AMM, sirve para mantener la comunicación entre la central y el AMM, pues son ellos los que coordinan la operación en tiempo real. La energía eléctrica es la que se utiliza en las instalaciones de la casa de máquina, que es donde se encuentra la sala de mandos y las turbinas.

Por su parte el soporte para la operación de los interruptores de potencia se hace a través de una empresa de reconocido prestigio. La telefonía, servicio de agua e internet, son servicios que se requieren en la casa de máquinas de la central.

**Tabla 25**  
**Integración de mantenimiento de acceso y obra civil**  
**Expresados en dólares**  
**Año 2017**

Mantenimiento de acceso y obra civil	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	TOTAL
Accesos, Puentes y Caminos	-	3,300.00	-	2,000.00	1,300.00	2,000.00	-	3,300.00	-	2,000.00	1,300.00	2,000.00	17,200.00
Accesorios y equipos		1,300.00			1,300.00			1,300.00			1,300.00		5,200.00
Limpieza de Deslaves con Maquinara		2,000.00		2,000.00		2,000.00		2,000.00		2,000.00		2,000.00	12,000.00
Presa, Canales, Sifones, Obras en Concreto	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	4,200.00
Accesorios y equipos	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	4,200.00
Campamentos	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	2,400.00
Accesorios y equipos	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	2,400.00
<b>Total</b>	<b>550.00</b>	<b>3,850.00</b>	<b>550.00</b>	<b>2,550.00</b>	<b>1,850.00</b>	<b>2,550.00</b>	<b>550.00</b>	<b>3,850.00</b>	<b>550.00</b>	<b>2,550.00</b>	<b>1,850.00</b>	<b>2,550.00</b>	<b>23,800.00</b>

Fuente: Elaboración propia con base en la investigación.

Esta integración describe los costos que conllevan el dar mantenimiento a la hidroeléctrica, en lo que se refiere a la obra civil.

A continuación se observa los elementos integrantes de la maquinaria de la hidroeléctrica, los cuales es indispensable dar mantenimiento.

**Tabla 26**  
**Integración de mantenimiento electromecánico e hidromecánico**  
**Expresados en dólares**  
**Año 2017**

1/2

Mantenimiento electromecánicos e hidromecánicos	Enero	Feb.	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agost.	Sept.	Octub.	Nov.	Dic.	TOTAL
<b>Turbina y Generador U1</b>	180	1,680	180	180	180	4,180	180	180	180	180	180	180	7,660
Arrancadores, Borneras, accesorios varios, etc.	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	2,160
Lubricantes, filtros y otros						4,000							4,000
Materiales de mantenimiento		1,500											1,500
<b>Turbina Y Generador U2</b>	180	1,680	180	180	180	4,180	180	180	180	180	180	180	7,660
Arrancadores, Borneras, accesorios varios, etc.	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	2,160
Lubricantes, filtros						4,000							4,000
Materiales de mantenimiento		1,500											1,500
<b>Sub-Estacion Elevadora-Interconexión</b>	250	2,750	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	5,500
Arrancadores, Borneras, accesorios varios, etc.	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	3,000
Materiales de mantenimiento		2,500											2,500

Fuente: Elaboración propia con base en la investigación.

Continúa en página siguiente.

Tabla 26  
Integración de mantenimiento electromecánico e hidromecánico  
Expresados en dólares  
Año 2017

2/2

Mantenimiento electromecánicos e hidromecánicos	Enero	Feb.	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agost	Sept.	Octub	Nov.	Dic.	TOTAL
<b>Compuertas</b>	2,570	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	3,340
Arrancadores, Borneras, accesorios varios, etc.	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	840
Lubricantes, filtros y otros	2,500												2,500
<b>Línea de Distribución Interna</b>	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	3,600
Arrancadores, Borneras, accesorios varios, etc.	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	3,600
<b>Plantas Eléctricas</b>	3,000	500	-	-	500	-	-	500	-	-	500	-	5,000
Arrancadores, Borneras, accesorios varios, etc.		500			500			500			500		2,000
Lubricantes, filtros y otros	3,000												3,000
<b>Otros equipos</b>	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	3,600
Arrancadores, Borneras, accesorios varios, etc.	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	3,600
<b>TOTAL</b>	<b>6,780</b>	<b>7,280</b>	<b>1,280</b>	<b>1,280</b>	<b>1,780</b>	<b>9,280</b>	<b>1,280</b>	<b>1,780</b>	<b>1,280</b>	<b>1,280</b>	<b>1,780</b>	<b>1,280</b>	<b>36,360</b>

Fuente: Elaboración propia con base en la investigación.

Tabla 27  
Integración de depreciación de obra civil  
Expresados en dólares  
Año 2017

Obra civil	Valor de construcción	Valor de desecho	Valor a depreciar	% anual	Depreciación Anual
Presa, embalse y tubería	57,000,000	570,000	56,430,000	2%	1,128,600.0
Casa de Máquinas	10,000,000	100,000	9,900,000	2%	198,000.0
<b>Total</b>	<b>67,000,000</b>	<b>670,000</b>	<b>66,330,000</b>		<b>1,326,600.0</b>

Depreciación obra civil	Enero	Febrer	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	TOTAL
Presa	94,050	94,050	94,050	94,050	94,050	94,050	94,050	94,050	94,050	94,050	94,050	94,050	1,128,600
Casa de máquinas	16,500	16,500	16,500	16,500	16,500	16,500	16,500	16,500	16,500	16,500	16,500	16,500	198,000
<b>Total</b>	<b>110,550</b>	<b>1,326,600</b>											

Fuente: Elaboración propia con base en la investigación.

Para la obra civil, según el experto estima una vida útil de cincuenta años, además de ser la cantidad de años que el ente correspondiente de dar los permisos, autorizó los derechos de bienes de dominio público. El valor de desecho es del 1%. Por política el método aplicar es el de línea recta. Cabe resaltar que es indispensable el mantenimiento adecuado a dicha construcción.

Tabla 28  
Integración de depreciación de electromecánicos e hidromecánicos  
Expresados en dólares  
Año 2017

Electromecánicos e hidromecánicos	Valor de construcción	Valor de desecho	Valor a depreciar	% anual	Depreciación Anual
Turbina y generador 1	1,300,000	13,000	1,287,000	2%	25,740
Turbina y generador 2	1,300,000	13,000	1,287,000	2%	25,740
Compuertass	3,000,000	30,000	2,970,000	2%	59,400
Subestación	10,000,000	100,000	9,900,000	2%	198,000
<b>Total</b>	<b>15,600,000</b>	<b>156,000</b>	<b>15,444,000</b>		<b>308,880</b>

Descripción	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Octubre	Nov.	Dici.	TOTAL
Turbina y generador 1	2,145	2,145	2,145	2,145	2,145	2,145	2,145	2,145	2,145	2,145	2,145	2,145	25,740
Turbina y generador 2	2,145	2,145	2,145	2,145	2,145	2,145	2,145	2,145	2,145	2,145	2,145	2,145	25,740
Compuertas	4,950	4,950	4,950	4,950	4,950	4,950	4,950	4,950	4,950	4,950	4,950	4,950	59,400
Subestación	16,500	16,500	16,500	16,500	16,500	16,500	16,500	16,500	16,500	16,500	16,500	16,500	198,000
<b>Total</b>	<b>25,740</b>	<b>308,880</b>											

Fuente: Elaboración propia con base en la investigación

Para la obra civil, según el experto estima una vida útil de cincuenta años, El valor de desecho es del 1%. El método aplicar es el de línea recta. Es necesario dar mantenimiento adecuado a la maquinaria.

#### 4.3.3 Determinación del costo de la energía adquirida en el mercado de oportunidad

Cuando se analiza la energía generada contra la energía comprometida, es evidente que en algunas horas existen faltantes o sobrantes de generación para el abastecimiento del contrato, estos son transados en el mercado de oportunidad.

Tabla 29  
Energía generada contra energía comprometida  
Año 2017

Mes	Generada	Comprometida	Diferencia
	MWh	MWh	
Enero	3,026.58	4,302.26	-1,275.68
Febrero	2,433.05	3,326.88	-893.83
Marzo	1,230.39	2,765.67	-1,535.28
Abril	739.08	2,633.10	-1,894.02
Mayo	347.46	4,496.78	-4,149.32
Junio	2,663.76	8,841.68	-6,177.91
Julio	6,015.16	9,777.25	-3,762.08
Agosto	6,035.60	9,598.38	-3,562.78
Septiembre	4,992.96	9,942.30	-4,949.34
Octubre	6,780.59	10,023.46	-3,242.87
Noviembre	7,554.29	8,083.20	-528.91
Diciembre	5,331.44	6,015.16	-683.72
<b>Total</b>	<b>47,150.36</b>	<b>79,806.11</b>	<b>-32,655.74</b>

Fuente: Elaboración propia con base en la investigación.

Se procederá a ejemplificar como se obtiene el resultado de la energía en el spot por el período de un día, que se deberá entender que dicho total no será igual cada día, puesto que los precios de energía varían todos los días y en todas las horas, además de los diferentes factores de pérdida nodal que se tienen. Así mismo la generación de energía es distinta en cada hora del año. En tal virtud, se ejemplificará el día 1 de enero, con las 24 horas del día. Utilizando los precios de oportunidad según Informe de transacciones económicas de enero 2017 ITE 01-2017.

Tabla 30  
Ejemplificación de resultado de energía por un día

Procedimiento		1-2		Si >0 Entonces es Venta		Si <0 Entonces es Compra		Extraído de Informe AMM		4*6*7/1000		5*6*7/1000	
Numeral	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10			
Hora	Generación KWh	Comprometida en contrato	Resultado KWh	Venta Spot KWh	Compra Spot KWh	FPN	Precio Spot \$	Ingreso SPOT \$	Compra SPOT \$				
00:00	6,765.66	-	6,765.66	6,765.66	-	0.96748	\$ 38.30	\$ 250.67	\$ -				
01:00	6,923.10	-	6,923.10	6,923.10	-	0.96748	\$ 32.92	\$ 220.53	\$ -				
02:00	6,635.38	-	6,635.38	6,635.38	-	0.96748	\$ 32.92	\$ 211.36	\$ -				
03:00	6,557.17	2,000.00	4,557.17	4,557.17	-	0.96748	\$ 32.92	\$ 145.16	\$ -				
04:00	7,158.82	2,000.00	5,158.82	5,158.82	-	0.96748	\$ 23.34	\$ 116.47	\$ -				
05:00	7,399.57	2,000.00	5,399.57	5,399.57	-	0.96748	\$ 23.34	\$ 121.91	\$ -				
06:00	7,414.46	2,000.00	5,414.46	5,414.46	-	0.95314	\$ 23.25	\$ 119.98	\$ -				
07:00	7,399.98	3,750.00	3,649.98	3,649.98	-	0.95314	\$ 23.25	\$ 80.88	\$ -				
08:00	7,401.23	7,000.00	401.23	401.23	-	0.95314	\$ 23.25	\$ 8.89	\$ -				
09:00	7,400.66	7,000.00	400.66	400.66	-	0.95314	\$ 32.98	\$ 12.60	\$ -				
10:00	7,405.17	7,000.00	405.17	405.17	-	0.95314	\$ 32.98	\$ 12.74	\$ -				
11:00	5,777.94	7,000.00	(1,222.06)	-	1,222.00	0.95314	\$ 32.98	\$ -	\$ 38.42				
12:00	6,129.98	7,000.00	(870.02)	-	870.00	0.95314	\$ 32.98	\$ -	\$ 27.35				
13:00	6,124.84	7,000.00	(875.16)	-	875.00	0.95314	\$ 23.25	\$ -	\$ 19.39				
14:00	6,130.91	7,000.00	(869.09)	-	869.00	0.95314	\$ 23.25	\$ -	\$ 19.26				
15:00	6,133.31	7,000.00	(866.69)	-	867.00	0.95314	\$ 23.25	\$ -	\$ 19.20				
16:00	6,309.32	6,250.00	59.32	59.32	-	0.95314	\$ 23.18	\$ 1.31	\$ -				
17:00	13,134.30	6,250.00	6,884.30	6,884.30	-	0.95314	\$ 32.98	\$ 216.43	\$ -				
18:00	13,763.09	14,500.00	(736.91)	-	737.00	0.92462	\$ 33.54	\$ -	\$ 22.85				
19:00	13,706.97	14,500.00	(793.03)	-	793.00	0.92462	\$ 33.54	\$ -	\$ 24.59				
20:00	13,776.00	14,500.00	(724.00)	-	724.00	0.92462	\$ 33.54	\$ -	\$ 22.45				
21:00	13,712.49	14,500.00	(787.51)	-	788.00	0.92462	\$ 26.18	\$ -	\$ 19.06				
22:00	13,683.24	532.50	13,150.74	13,150.74	-	0.96748	\$ 23.18	\$ 294.89	\$ -				
23:00	13,686.24	-	13,686.24	13,686.24	-	0.96748	\$ 23.18	\$ 306.90	\$ -				
<b>Total</b>	<b>210,529.83</b>	<b>138,782.50</b>	<b>71,747.33</b>	<b>79,491.80</b>	<b>7,744.47</b>	<b>7,744.47</b>		<b>\$ 2,120.71</b>	<b>\$ 212.59</b>				

Al concluir la tabla anterior se analiza que para el día en ejemplificación, todas las horas tienen un diferente comportamiento. Seguidamente se obtienen los resultados de energía siguientes:

Tabla 31  
Resultados de energía  
Año 2017

Mes	Generación	Compromiso	Ingreso	Venta Spot	Ingreso Spot	Compra Spot	Egreso Spot	Resultado
	MWh	MWh	\$	MWh	\$	MWh	\$	\$
Enero	3,026.58	4,302.26	342,568.24	780.71	30,807.13	2,056.39	93,124.22	280,251.15
Febrero	2,433.05	3,326.88	256,068.40	625.17	23,630.02	1,519.00	66,743.39	212,955.04
Marzo	1,230.39	2,765.67	219,703.35	286.49	13,041.58	1,821.77	88,198.03	144,546.90
Abril	739.08	2,633.10	208,620.75	25.65	1,168.94	1,919.67	99,078.78	110,710.92
Mayo	347.46	4,496.78	354,776.76	34.58	2,020.22	4,183.90	284,802.49	71,994.49
Junio	2,663.76	8,841.68	698,865.00	232.50	12,303.03	6,410.41	416,399.45	294,768.58
Julio	6,015.16	9,777.25	774,085.34	764.41	45,420.41	4,522.69	273,187.53	546,318.22
Agosto	6,035.60	9,598.38	760,044.83	737.96	30,023.59	4,300.73	209,945.26	580,123.17
Septiembre	4,992.96	9,942.30	787,407.75	342.91	14,034.64	5,292.25	233,363.13	568,079.26
Octubre	6,780.59	10,023.46	793,378.76	787.67	38,160.46	4,030.54	190,950.57	640,588.64
Noviembre	7,554.29	8,083.20	640,594.80	1,335.31	51,805.19	1,864.22	76,851.51	615,548.48
Diciembre	5,331.44	6,015.16	477,990.65	1,849.10	66,101.14	2,532.82	150,445.42	393,646.36
<b>Total</b>	<b>47,150.36</b>	<b>79,806.11</b>	<b>6,314,104.62</b>	<b>7,802.45</b>	<b>328,516.37</b>	<b>40,454.39</b>	<b>2,183,089.79</b>	<b>4,459,531.19</b>

Fuente: Elaboración propia con base en la investigación.

#### 4.3.4 Determinación de los desvíos de potencia

La hidroeléctrica obtuvo desvíos positivos durante su operación en el año 2017

Tabla 32  
Resultado de desvíos de potencia  
Año 2017

Mes	Potencia	Potencia comprometida	Desvío positivo	Precio de desvío	\$
Enero	18.487	14.50	3.987	0.45147	1,800.00
Febrero	18.487	14.50	3.987	0.35114	1,400.00
Marzo	18.487	14.50	3.987	0.20065	800.00
Abril	18.487	14.50	3.987	0.46727	1,863.00
Mayo	16.550	14.50	2.050	0.58537	1,200.00
Junio	16.550	14.50	2.050	0.72146	1,479.00
Julio	16.550	14.50	2.050	0.07610	156.00
Agosto	16.550	14.50	2.050	0.38341	786.00
Septiembre	16.550	14.50	2.050	0.48634	997.00
Octubre	16.550	14.50	2.050	0.62439	1,280.00
Noviembre	16.550	14.50	2.050	0.49366	1,012.00
Diciembre	16.550	14.50	2.050	0.65707	1,347.00
<b>Total</b>					<b>\$14,120.00</b>

Fuente: Elaboración propia con base en la investigación.

El precio del desvío varía todos los meses pues depende de la valorización de los desvíos negativos que obtienen otros agentes. El precio de desvío negativo es de \$8.90 por MWh y lo que se obtenga de estos, se reparte en forma proporcional a los desvíos positivos según la normativa.

#### 4.3.5 Determinación del costo de los servicios complementarios

La hidroeléctrica brinda el servicio de reserva rodante regulada, el cual consiste en no generar el 3% de su capacidad, este tipo de servicio no es remunerado, sin embargo es obligatorio.

Lo anterior se entiende que la central tiene una capacidad de generar 20 MW y con esta reserva solo puede generar hasta 19.40 MW, esto es por control de

regulación primario, para mantener un balance entre la oferta y demanda de energía eléctrica.

#### **4.3.6 Determinación del costo de los cargos por pérdidas**

Las pérdidas de energía en el sistema de transporte son descontadas a los generadores en función de las pérdidas asociadas a su nodo de conexión, es decir su factor de pérdidas nodales.

En el momento de valorizar la energía spot, ya sea compra o venta, el precio de oportunidad se ve afectado por el factor de pérdidas nodales.

#### **4.3.7 Determinación del costo de los cargos por peajes**

Según el contrato con las distribuidoras, se acordó que sea cargado el peaje principal y secundario a la parte compradora, pues se entregará la energía en el nodo de la central.

Según la normativa los cargos de transmisión, deben ser cargados a la parte consumidora.

#### **4.3.8 Determinación de sobrecostos de producción a requerimiento del agente**

En el año 2017, no se obtuvieron sobrecostos de producción, pues la hidroeléctrica tiene un costo variable de \$5.80 por MWh lo que ocasiona que sea convocado en todas las horas del año, por tener un costo variable atractivo al mercado.

#### **4.4 Ingresos por los contratos de abastecimiento**

Los productos que se comercializan en el contrato son la potencia y la energía

#### 4.4.1 Valorización de la potencia

Para la valorización de la potencia vendida en el mercado a término a través de los contratos de abastecimiento tipo A, se tomó el precio pactado en el contrato, descrito en las generalidades de los contratos de abastecimiento.

Tabla 33  
Valorización de potencia vendida en contratos de abastecimiento tipo A  
Año 2017

Mes	MWh	MWh	MWh	Precio	Total
	Bloque 1	Bloque 2	Contrato 3		
Enero	6000	6000	2500	\$8.90	\$ 129,050.00
Febrero	6000	6000	2500	\$8.90	\$ 129,050.00
Marzo	6000	6000	2500	\$8.90	\$ 129,050.00
Abril	6000	6000	2500	\$8.90	\$ 129,050.00
Mayo	6000	6000	2500	\$8.90	\$ 129,050.00
Junio	6000	6000	2500	\$8.90	\$ 129,050.00
Julio	6000	6000	2500	\$8.90	\$ 129,050.00
Agosto	6000	6000	2500	\$8.90	\$ 129,050.00
Septiembre	6000	6000	2500	\$8.90	\$ 129,050.00
Octubre	6000	6000	2500	\$8.90	\$ 129,050.00
Noviembre	6000	6000	2500	\$8.90	\$ 129,050.00
Diciembre	6000	6000	2500	\$8.90	\$ 129,050.00
Total					\$1,548,600.00

Fuente: Elaboración propia con base en la investigación.

#### 4.4.2 Valorización de la energía vendida

Para la valorización de la energía eléctrica vendida en el mercado a término a través de los contratos de abastecimiento tipo A -contrato por diferencias con curva de carga-, se tomó el precio pactado en el contrato, descrito en las generalidades de los contratos de abastecimiento.

Por lo que la integración de la venta de energía es la siguiente:

**Tabla 34**  
**Valorización de la energía vendida en contrato de abastecimiento tipo A**  
**Año 2017**

Mes	Bloque 1			Bloque 2			Bloque 3			Total energía
	MWh	Precio	Total	MWh	Precio	Total	MWh	Precio	Total	
Enero	1,546.13	\$ 78.50	\$ 121,371.21	1,546.13	\$ 78.50	\$ 121,371.21	1,210.01	\$ 82.50	\$ 99,825.83	\$ 342,568.24
Febrero	1,116.85	\$ 78.50	\$ 87,672.73	1,116.85	\$ 78.50	\$ 87,672.73	978.46	\$ 82.50	\$ 80,722.95	\$ 256,068.40
Marzo	1,057.95	\$ 78.50	\$ 83,049.08	1,057.95	\$ 78.50	\$ 83,049.08	649.76	\$ 82.50	\$ 53,605.20	\$ 219,703.35
Abril	1,076.25	\$ 78.50	\$ 84,485.63	1,076.25	\$ 78.50	\$ 84,485.63	480.60	\$ 82.50	\$ 39,649.50	\$ 208,620.75
Mayo	2,023.68	\$ 78.50	\$ 158,858.88	2,023.68	\$ 78.50	\$ 158,858.88	449.20	\$ 82.50	\$ 37,059.00	\$ 354,776.76
Junio	3,821.70	\$ 78.50	\$ 300,003.45	3,821.70	\$ 78.50	\$ 300,003.45	1,198.28	\$ 82.50	\$ 98,858.10	\$ 698,865.00
Julio	4,067.12	\$ 78.50	\$ 319,268.92	4,067.12	\$ 78.50	\$ 319,268.92	1,643.00	\$ 82.50	\$ 135,547.50	\$ 774,085.34
Agosto	3,977.69	\$ 78.50	\$ 312,248.67	3,977.69	\$ 78.50	\$ 312,248.67	1,643.00	\$ 82.50	\$ 135,547.50	\$ 760,044.83
Septiembre	4,104.00	\$ 78.50	\$ 322,164.00	4,104.00	\$ 78.50	\$ 322,164.00	1,734.30	\$ 82.50	\$ 143,079.75	\$ 787,407.75
Octubre	4,194.69	\$ 78.50	\$ 329,283.17	4,194.69	\$ 78.50	\$ 329,283.17	1,634.09	\$ 82.50	\$ 134,812.43	\$ 793,378.76
Noviembre	3,283.65	\$ 78.50	\$ 257,766.53	3,283.65	\$ 78.50	\$ 257,766.53	1,515.90	\$ 82.50	\$ 125,061.75	\$ 640,594.80
Diciembre	2,282.61	\$ 78.50	\$ 179,184.89	2,282.61	\$ 78.50	\$ 179,184.89	1,449.95	\$ 82.50	\$ 119,620.88	\$ 477,990.65
Total	32,552.32		\$2,555,357.12	32,552.32		\$2,555,357.12	14,586.55		\$1,203,390.38	\$6,314,104.62

Fuente: Elaboración propia con base en la investigación.

#### **4.5 Estructura del costo de ventas en el estado de resultado**

Después de valorizar el costo de la energía generada y conocer el resultado de la energía y vendida en el spot, se presentan los estados financieros de la hidroeléctrica por el período 2017.

Se toman en cuenta los siguientes elementos a fin de obtener el resultado de la hidroeléctrica:

- Ingresos Ordinarios: que incluyen los ingresos obtenidos en el mercado a término, es decir por los contratos de abastecimiento tipo A, en los que se valoriza la energía vendida y la potencia garantizada. Así mismo la energía mercante vendida en el mercado spot, integra también este rubro. Por último se toma en cuenta los desvíos de potencia que fueron positivos, derivado de la oferta firme disponible no comprometida.
- Costo de ventas: lo integra el costo de la energía generada y también el costo de la energía comprada en el mercado spot.

Ríos de Agua Viva, S.A.  
 Estado de Costo de Producción  
 Al 31 de diciembre 2017  
 (Cifras expresadas en dólares)

Materia prima	
Agua	-
Mano de obra directa	114,005.93
Gastos indirectos	2,046,911.29
Costo de producción	<u><u>2,160,917.22</u></u>
MWh de energía generada	47,150.36
Costo promedio por MWh	<b>45.83</b>

Ríos de Agua Viva, S.A.  
 Estado del resultado  
 Año terminado al 31 de diciembre 2017  
 (Cifras expresadas en dólares)

Ingresos de actividades ordinarias (Nota 1)	8,205,340.98
Costo de ventas (Nota 2)	<u>4,344,007.00</u>
Utilidad Bruta	<u>3,861,333.97</u>
Gastos de administración	<u>565,112.97</u>
Resultado de actividades de operación	<u>3,296,221.00</u>
Costos financieros	145,890.00
Otros gastos	<u>25,478.00</u>
Utilidad antes del impuesto sobre la renta	<u>3,124,853.00</u>
Impuesto sobre la renta	-
Utilidad neta del año	<u><b>3,124,853.00</b></u>

Ríos de Agua Viva, S.A.  
 Estado de Situación Financiera  
 Al 31 de diciembre 2017  
 (Cifras expresadas en dólares)

**Activos**

Activos corrientes	
Efectivo	3,789,850.00
Cuentas por cobrar	<u>674,488.78</u>
Total activos corrientes	<u>4,464,338.78</u>
Activos no corrientes	
Propiedad Planta y Equipo (neto)	<u>77,693,560.00</u>
Total activos no corrientes	<u>77,693,560.00</u>
Total activos	<u>82,157,898.78</u>

**Pasivos y Patrimonio**

Pasivos corrientes	
cuentas por pagar	3,462,030.00
Préstamos bancarios a corto plazo	<u>15,000,879.00</u>
Total pasivos corrientes	<u>18,462,909.00</u>
Pasivos no corrientes	
préstamos bancarios a largo plazo	<u>30,569,356.78</u>
Total pasivos no corrientes	<u>30,569,356.78</u>
Total pasivos	<u>49,032,265.78</u>
Patrimonio	
Capital pagado	25,000,780.00
Utilidades no distribuidas	<u>8,124,853.00</u>
Total del patrimonio	<u>33,125,633.00</u>
Total pasivos y patrimonio	<u>82,157,898.78</u>

**Nota 1.****Ingresos de actividades ordinarias**

Los ingresos de la entidad se clasifican en lo siguiente:

a) Energía	6,642,620.98
b) Potencia	<u>1,562,720.00</u>
	<u>8,205,340.98</u>

a) La venta de energía se integra por:

Mercado a término	6,314,104.62
Mercado de oportunidad	<u>328,516.36</u>
	<u>6,642,620.98</u>

b) La venta de potencia se integra por:

Mercado a término	1,548,600.00
desvíos de potencia	<u>14,120.00</u>
	<u>1,562,720.00</u>

**Nota 2.****Costo de ventas**

El costo de ventas se integra de la siguiente manera:

Costo de producción de la energía generada	2,160,917.21
Compra de energía en mercado de oportunidad	<u>2,183,089.79</u>
	<u>4,344,007.00</u>

#### **4.6 Informe del gerente financiero**

Guatemala, 01 de marzo de 2018

Señores  
Junta Directiva  
Ríos de Agua Viva, S.A.  
Presente

Distinguidos señores:

Reciban un cordial saludo, conforme a su requerimiento del día 15 de febrero del corriente, en donde se solicita que presente el costo de ventas que se obtuvo derivado de los contratos de abastecimiento tipo A -contrato por diferencias con curva de carga-, que se tienen con la distribuidora, se ha realizado el análisis correspondiente y se estableció el costo de ventas solicitado.

Adjunto encontrarán el detalle de los ingresos obtenidos y el costo de ventas, a fin de obtener el resultado por el año terminado 2017, derivado de la venta de potencia y energía eléctrica.

Ante cualquier inquietud, quedo a su disposición.

Sin otro particular,



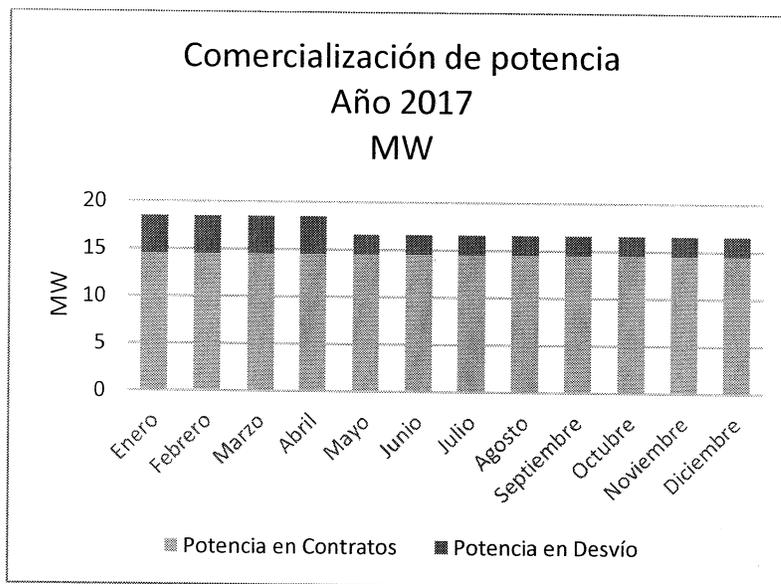
Ingrid Carrillo  
Gerente Financiero

**Informe gerencial  
Resultado comercial  
Año 2017  
Expresado en dólares**

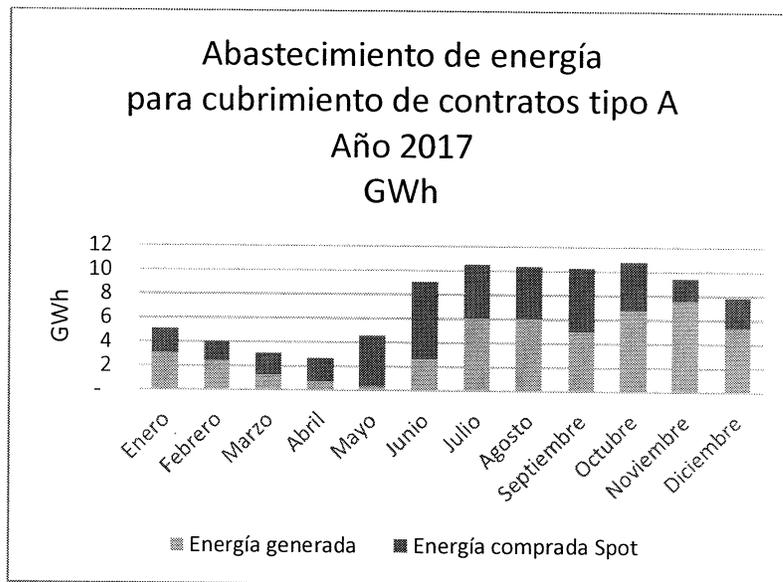
	<b>TOTAL</b>	<b>%</b>
<b>Ingresos de actividades ordinarias</b>	<b>8,205,340.98</b>	<b>100%</b>
<b>Ingresos por mercado a término</b>		
<b>Contrato por diferencias con curva de carga</b>		
Energía por contrato por diferencias con curva de carga	6,314,104.62	
Potencia por contrato por diferencias con curva de carga	1,548,600.00	
<b>Ingresos por mercado spot</b>		
Energía mercante	328,516.36	
<b>Ingresos por mercado de desvío de potencia</b>		
Desvíos positivos	14,120.00	
<b>Costo de Ventas</b>	<b>4,344,007.00</b>	<b>53%</b>
<b>Costo de producción</b>	2,160,917.22	
<b>Compras mercado spot</b>		
Energía Spot	2,183,089.79	
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>3,861,333.97</b>	<b>47%</b>

A continuación se muestra un análisis detallado de los resultados, así como los elementos que influyeron en el mismo.

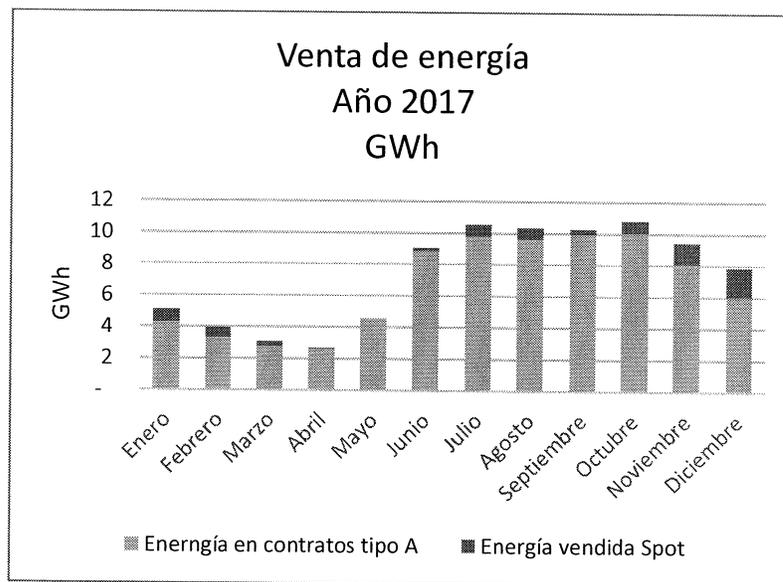
Reporte de resultados  
Año 2017  
Ríos de Agua Viva, S.A.



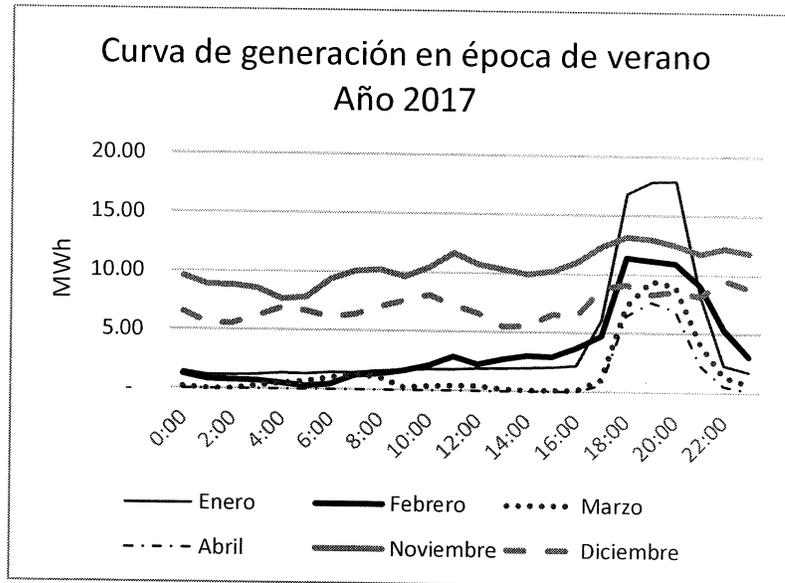
La variación a partir del mes de mayo se debe al cambio en la asignación de oferta firme eficiente en la central hidroeléctrica. Cabe mencionar que aún con este cambio no se requirió contratar respaldo de potencia para cubrir el compromiso con la distribuidora.



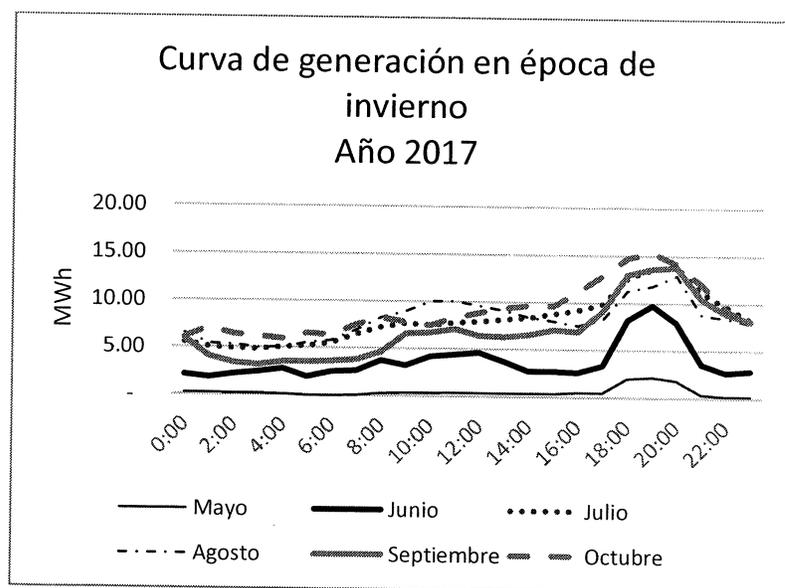
Para cumplir con el compromiso con la distribuidora se tuvo que comprar el faltante de generación en el mercado spot. Debido a que este año fue seco, se tuvo una exposición media de la compra de energía en el mercado de oportunidad.



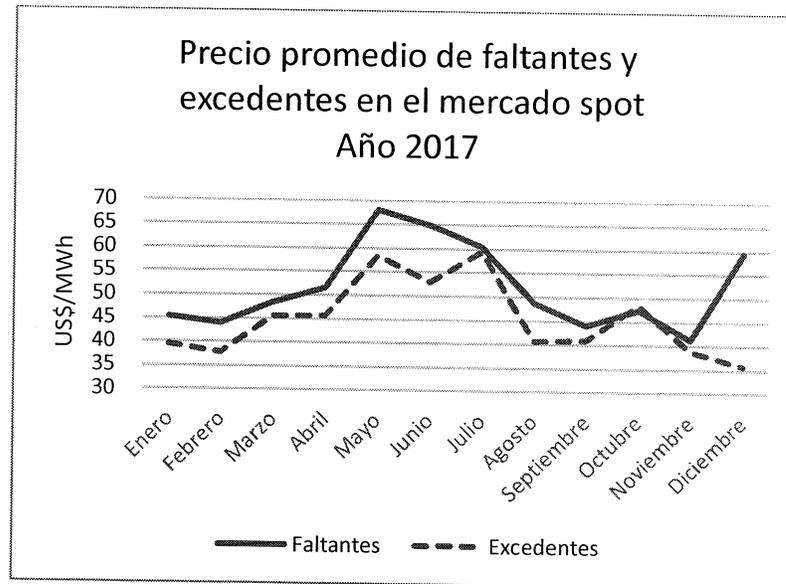
Debido a los compromisos que se tienen con la distribuidora, se tuvo una exposición baja en la venta de energía en el mercado spot.



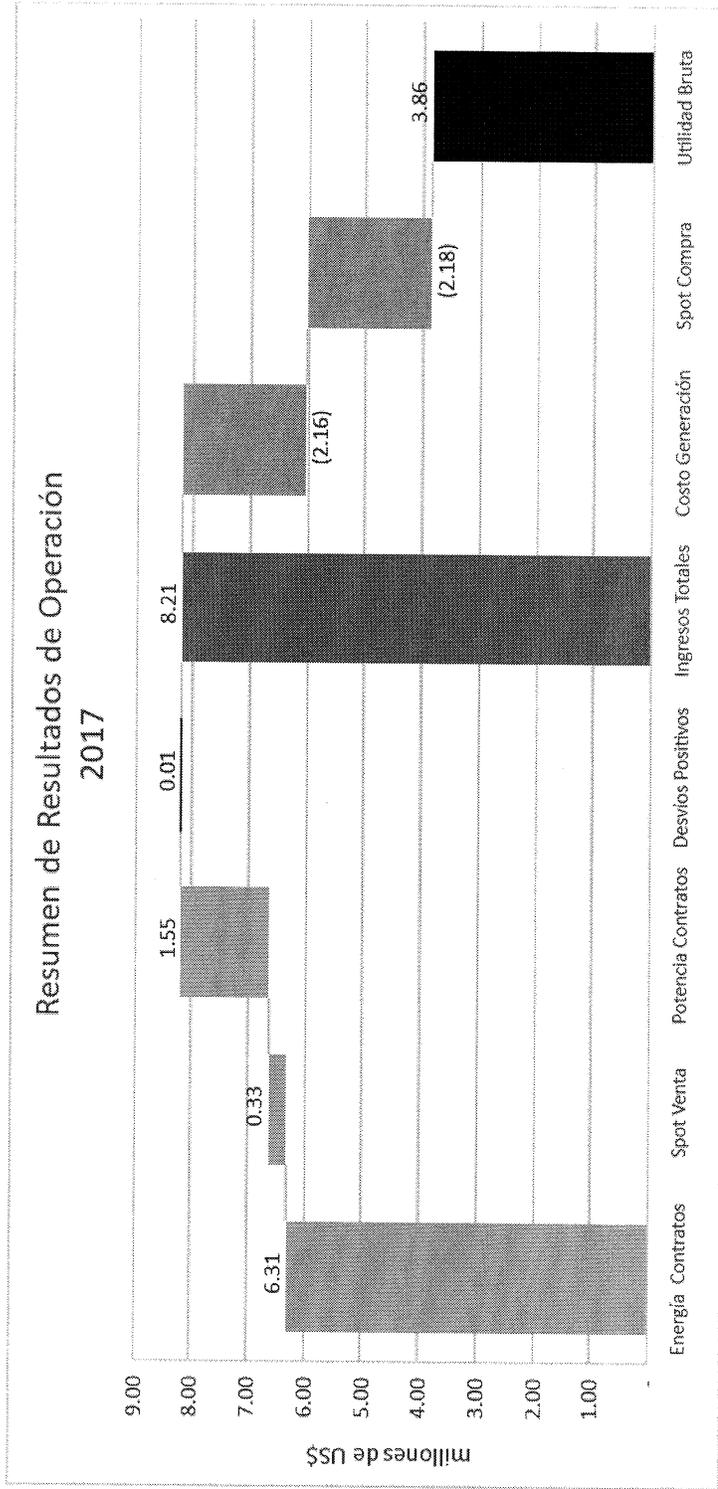
El año 2017, fue considerado un año seco a causa del bajo aporte hidrológico. Así también se visualiza que en el período de las 18:00 a 22:00 horas se da la mayor producción de energía debido a que la hidroeléctrica es una central de embalse de regulación diaria y dadas sus características, almacena agua para la generación en la banda de máxima demanda de energía, lo que ayuda al sistema a minimizar el costo operativo del abastecimiento de la demanda.



Se puede observar claramente la entrada tardía del invierno ya que la curva promedio de mayo es visiblemente la más baja de la época.



Derivado de los cambios climáticos, como se visualizó en las curvas de generación de verano e invierno, el precio promedio de la energía de la compra de faltantes o excedentes de generación, se ve afectado por este fenómeno. Teniendo el máximo precio de compra en mayo en donde no ha entrado el invierno y se acaba la época de zafra, bajo estas condiciones el déficit de generación sufre un alto costo pues el POE está elevado y la central hidroeléctrica no cuenta con un buen aporte del recurso hídrico. El máximo precio de venta en el mercado en relación a la compra en el mes de octubre pues fue el mayor mes con aporte hidrológico.



Durante el año 2017 la central hidroeléctrica invirtió 8.21 millones de dólares con lo cual obtuvo una operativo de 3.86 millones de dólares.

El costo de la energía generada equivale a 2.16 millones de dólares y el costo de la energía comprada en el mercado spot fue de 2.18 millones de dólares. Tomando en cuenta correctamente todos los elementos, se obtiene que el costo de ventas equivale al 52.94% de los ingresos totales.

## CONCLUSIONES

1. Es importante que el contador público y auditor como gerente financiero de una hidroeléctrica, conozca las generalidades del sector eléctrico y así mismo conocer el tipo y funcionamiento de central que va a evaluar, lo que le ayudará a comprender los factores que intervienen en el proceso de producción, pues el no incluir uno de esos factores hará que el resultado de la operación comercial sea incorrecto.
2. Para establecer el costo de ventas de una hidroeléctrica se conozcan los productos y servicios que se pueden comercializar y saber en qué mercados se pueden transar. En especial tener conocimiento del mercado a término que es al que pertenece el contrato de abastecimiento tipo A -contrato por diferencias con curva de carga-. También es indispensable saber en qué informes de los que emite el Administrador del Mercado Mayorista, se encuentra los elementos que se necesitan para obtención del costo de ventas de la central.
3. Es importante que se tenga la participación de un profesional con conocimientos en el área financiera capaz de presentar información a las autoridades de la entidad, para la toma de decisiones de forma oportuna. En tal sentido el contador público y auditor llena este perfil, pues sus conocimientos en finanzas y contabilidad, hacen que sea posible el dar a conocer el costo de ventas de la hidroeléctrica.
4. Se deben de tomar en cuenta todos los elementos que intervienen en el proceso de generación, pues esto hace que se determine adecuadamente el costo de ventas de una hidroeléctrica con un

contrato de abastecimiento tipo A y también determinar la correcta valorización de la compra y venta de energía en el mercado spot, resultado de los faltantes y excedentes de generación para abastecer dicho contrato. El obtener el costo de ventas hará que se tenga el correcto margen en operación.

## RECOMENDACIONES

1. Al contador público y auditor como gerente financiero, encargado de dar a conocer a las autoridades de la entidad el costo de ventas, tener en cuenta qué tipo de central de generación está evaluando, el funcionamiento de la misma, para poder dar información clara y oportuna a las autoridades de la entidad para la toma de decisiones.
2. Al contador público y auditor como gerente financiero, tener actualizada la información que da a conocer el Administrador del Mercado Mayorista a través de los informes que se publican, en los que se detallan todas las transacciones comerciales que se dan en los productos y servicios que se comercializan en los diferentes mercados y que para el caso de tener un contrato de abastecimiento tipo A, deberá saber qué factores intervienen en la compra y venta de energía en el mercado spot.
3. Que para determinar el costo de ventas de una hidroeléctrica, se debe de tener una persona con conocimiento en el área financiera, capaz de presentar información a las autoridades de la entidad para la toma de decisiones, con lo cual se recomienda que un contador público y auditor sea el encargado, pues cumple con el perfil para ser un gerente financiero.
4. Al contador público y auditor como gerente financiero, tomar en cuenta todos los elementos que ayudan a determinar el costo de ventas que son publicado a través de los diferentes informes que emite el Administrador del Mercado Mayorista, que hará la correcta valorización de la generación y compra y venta de energía en el mercado spot,

dando como resultado el correcto margen en operación que ayudará a las autoridades de la entidad a la toma de decisiones.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Administrador del Mercado Mayorista. Resolución 157-01. Norma de Coordinación Comercial No. 1, Coordinación del Despacho de Carga.
2. Administrador del Mercado Mayorista. Resolución 157-02. Norma de Coordinación Comercial No. 4, Precio de Oportunidad de la Energía.
3. Administrador del Mercado Mayorista. Resolución 157-04. Norma de Coordinación Comercial No. 6, Tratamiento de las Pérdidas del Sistema de Transmisión.
4. Administrador del Mercado Mayorista. Resolución 157-05. Norma de Coordinación Comercial No. 7, Factores de Pérdidas Nodales.
5. Administrador del Mercado Mayorista. Resolución 157-09. Norma de Coordinación Comercial No. 12, Procedimientos de Liquidación y Facturación.
6. Administrador del Mercado Mayorista. Resolución 157-10. Norma de Coordinación Comercial No. 13, Mercado a Término.
7. Administrador del Mercado Mayorista. Resolución 216-01. Norma de Coordinación Comercial No. 2, Oferta y Demanda Firme.
8. Administrador del Mercado Mayorista. Resolución 216-02. Norma de Coordinación Comercial No. 3, Transacciones de Desvíos de Potencia.
9. Administrador del Mercado Mayorista. Resolución 216-04. Norma de Coordinación Comercial No. 8, Cargo por Servicios Complementarios.
10. Administrador del Mercado Mayorista. Resolución 217-01. Norma de Coordinación Comercial No. 5, Sobrecostos de Unidades Generadoras Forzadas.

11. Administrador del Mercado Mayorista. Resolución 300-01. Norma de Coordinación Comercial No. 10, Exportación e Importación de Energía Eléctrica.
12. Administrador del Mercado Mayorista. Resolución 521-01. Norma de Coordinación Comercial No. 9, Asignación y Liquidación del Peaje en los sistemas de transporte principal y secundarios, y cargos por uso del primer sistema de transmisión regional.
13. Código de Ética. International Federation of Accounts. Edición Julio 2009. 143 páginas
14. Congreso de la República de Guatemala. Decreto 93-96. Ley General de Electricidad.
15. Congreso de la República de Guatemala. Decreto 52-2003. Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable.
16. Constitución Política de la República de Guatemala. Asamblea Nacional Constituyente.
17. Ministerio de Energía y Minas. Acuerdo Ministerial No. 195-2013. Límites para ser agentes del Mercado Mayorista.
18. Ministerio de Relaciones Exteriores. Acuerdo Ministerial No. 2804-08. Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.
19. Presidencia de la República de Guatemala. Acuerdo Gubernativo No. 256-97. Reglamento de la Ley General de Electricidad.
20. Presidencia de la República de Guatemala. Acuerdo Gubernativo No. 299-98. Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.
21. Urizar Hernández, Carmen. Principales Hitos y Actores en la Apertura del Mercado Eléctrico Guatemalteco. Diciembre 2016.

## Web-grafía

22. <http://ager.org.gt/energiyas-renovables/>, recuperado el 10 de enero 2018, a las 20:30 horas.
23. [http://www.amm.org.gt/portal/?page\\_id=17](http://www.amm.org.gt/portal/?page_id=17) recuperado el 11 de enero 2018, a las 21:15 horas.
24. <http://www.areatecnologia.com/mecanismos/turbinas-hidraulicas.html>, recuperado el 18 de agosto 2017, a las 23:10 horas.
25. <http://www.cnee.gob.gt/wp/index.php>. Recuperado el 17 de agosto a las 21:55 horas.
26. <https://elauditormoderno.blogspot.com/2017/02/las-nias-en-guatemala.html>. Recuperado el 2 de agosto 2018, a las 22:30 horas
27. [https://www.endesaeduca.com/Endesa\\_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/xi.-las-centrales-hidroelectricas](https://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/xi.-las-centrales-hidroelectricas). Recuperado el 12 de septiembre a las 22:50 horas.
28. <http://www.encyclopediafinanciera.com>, recuperado el 25 de enero 2018, a las 23:20 horas.
29. <http://www.fluidos.eia.edu.co>. Recuperado el 12 de septiembre a las 23:30horas.
30. <http://www.mem.gob.gt/>. Recuperado el 17 de agosto a las 22:55 horas.
31. <http://ifrs.udp.cl/la-norma/niif-para-pymes/>. Recuperado el 8 de agosto de 2018, a las 23:30 horas.

## GLOSARIO

AMM	Administrador del Mercado Mayorista
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
CPA	Contador Público y Auditor
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
CV	Costo Variable
EBASCO	Electric Bond and Share Co.
EGGSA	Empresa Eléctrica de Guatemala
EOR	Ente Operador Regional
FPN	Factor de Perdida Nodal
FPNE	Factor de Perdida Nodal de Energía
GEN	Potencia Generada
GF	Generación Forzada
GWh	Gigavatios
INDE	Instituto Nacional de Electrificación
ITE	Informe de Transacciones Económicas
kW	Kilovatios
kW-mes	Kilovatios Mes
LGE	Ley General de Electricidad
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MER	Mercado Eléctrico Regional
MM	Mercado Mayorista
MW	Megavatios
MWh	Megavatios
NCC	Norma de Coordinación Comercial
NCO	Norma de Coordinación Operativa
OF	Oferta Firme
OFE	Oferta Firme Eficiente
PGCONT	Potencia Generada para un Contrato
PN	Precio de Nodo
POE	Precio de Oportunidad de la Energía

PREFP	Precio de Referencia de la Potencia
RAMM	Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista
RLGE	Reglamento de la Ley General de Electricidad
RRA	Reserva Rápida
RRO	Reserva Rodante Operativa
RRR	Reserva Rodante Regulante
SICA	Sistema de Integración Centroamericana
SNI	Sistema Nacional Interconectado