

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO
MAESTRIA EN FORMULACION Y EVALUACIÓN DE PROYECTOS**



**ANÁLISIS DE OPTIMIZACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO HIDROELÉCTRICO EL
CAMALOTE, MUNICIPIO DE MELCHOR DE MENCOS, DEPARTAMENTO DE PETÉN**

INGENIERO MARCO FABIO GUDIEL SANDOVAL

GUATEMALA, SEPTIEMBRE DE 2014

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO
MAESTRIA EN FORMULACION Y EVALUACIÓN DE PROYECTOS**

**ANÁLISIS DE OPTIMIZACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO HIDROELÉCTRICO EL
CAMALOTE, MUNICIPIO DE MELCHOR DE MENCOS, DEPARTAMENTO DE PETÉN**

Informe final de tesis para la obtención del grado de Maestro en Ciencias, con base en el Normativo para la Elaboración de Tesis, actualizado y aprobado por la Honorable Junta Directiva de la Facultad de Ciencias Económicas, en la resolución contenida en el Numeral 8.1, Punto OCTAVO del Acta 01-2012 de la sesión celebrada el 25 de enero de 2012.

Asesor de Tesis:

ING. HUGO ARRIAZA

Autor:

INGENIERO MARCO FABIO GUDIEL SANDOVAL

GUATEMALA, SEPTIEMBRE DE 2014

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS
HONORABLE JUNTA DIRECTIVA

Decano: Lic. José Rolando Secaida Morales
Secretario: Lic. Carlos Roberto Cabrera Morales
Vocal I: Lic. Luis Antonio Suarez Roldán
Vocal II: Lic. Carlos Alberto Hernández Gálvez
Vocal III: Lic. Juan Antonio Gómez Monterroso
Vocal IV: P.C. Oliver Augusto Carrera Leal
Vocal V: P.C. Walter Obdulio Chiguichón Boror

JURADO EXAMINADOR QUE PRACTICÓ EL
EXAMEN PRIVADO DE TESIS SEGÚN EL
ACTA CORRESPONDIENTE

Presidente: Dr. Juan Francisco Ramírez Alvarado
Secretario: MSc. Carlos Humberto Valladares Gálvez
Vocal I: MSc. José Ramón Lam



FACULTAD DE
CIENCIAS ECONOMICAS

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

DECANATO DE LA FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS,
GUATEMALA, VEINTISIETE DE MARZO DE DOS MIL CATORCE.

Con base en el Punto QUINTO, inciso 5.1, subinciso 5.1.2 del Acta 4-2014 de la sesión celebrada por la Junta Directiva de la Facultad el 11 de marzo de 2014, se conoció el Acta Escuela de Estudios de Postgrado No. 18-2013 de aprobación del Examen Privado de Tesis, de fecha 18 de octubre de 2013 y el trabajo de Tesis de Maestría en Formulación y Evaluación de Proyectos, denominado: "ANÁLISIS DE OPTIMIZACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO HIDROELÉCTRICO EL CAMALOTE, MUNICIPIO DE MELCHOR DE MENCOS, DEPARTAMENTO DE PETÉN", que para su graduación profesional presentó el Ingeniero MARCO FABIO GUDIEL SANDOVAL, autorizándose su impresión.

Atentamente,

"ID Y ENSEÑAD A TODOS"


LIC. CARLOS ROBERTO CABRERA MORALES
SECRETARIO




LIC. JOSÉ ROSENDO SICAIDA MORALES
DECANO



Smp.





ACTA No. 18-2013

En la Sala de Reuniones de la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de San Carlos de Guatemala del Edificio S-11, nos reunimos los infrascritos miembros del Jurado Examinador, el **18 de octubre** de 2013, a las **18:00** horas para practicar el **EXAMEN GENERAL DE TESIS** del Ingeniero **Marco Fabio Gudiel Sandoval**, carné No. **100015705**, estudiante de la Maestría en Formulación y Evaluación de Proyectos de la Escuela de Estudios de Postgrado, como requisito para optar al grado de Maestro en Formulación y Evaluación de Proyectos. El examen se realizó de acuerdo con el normativo de Tesis, aprobado por la Junta Directiva de la Facultad de Ciencias Económicas en el numeral 6.1, Punto SEXTO del Acta 15-2009 de la sesión celebrada el 14 de julio de 2009.

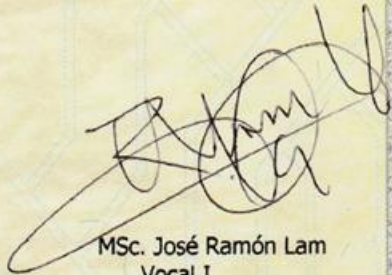
Cada examinador evaluó de manera oral los elementos técnico-formales y de contenido científico profesional del informe final presentado por el sustentante, denominado **"ANÁLISIS DE OPTIMIZACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO HIDROELÉCTRICO EL CAMALOTE, MUNICIPIO DE MELCHOR DE MENCOS, DEPARTAMENTO DE PETÉN"**, dejando constancia de lo actuado en las hojas de factores de evaluación proporcionadas por la Escuela. El examen fue **APROBADO** con una nota promedio de **81** puntos, obtenida de las calificaciones asignadas por cada integrante del jurado examinador. El Tribunal hace las siguientes recomendaciones: Que el sustentante incorpore las enmiendas señaladas dentro de los 30 días calendario siguiente.


En fe de lo cual firmamos la presente acta en la Ciudad de Guatemala, a los dieciocho días del mes de octubre del año dos mil trece.


Dr. Juan Francisco Ramírez Alvarado
Presidente


MSc. Carlos Humberto Valladares Gálvez
Secretario




MSc. José Ramón Lam
Vocal I


Ing. Marco Fabio Gudiel Sandoval
Postulante




UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO

ADENDUM

El infrascrito Presidente del Jurado Examinador CERTIFICA que el estudiante Marco Fabio Gudiel Sandoval, incorporó los cambios y enmiendas sugeridas por cada miembro examinador del Jurado.

Guatemala, 20 de noviembre de 2013.

(f)


Dr. Juan Francisco Ramírez Alvarado
Presidente



AGRADECIMIENTOS

- A Dios: Por darme la fortaleza, la inteligencia, la sabiduría y la paciencia para poder llegar al final de esta jornada
- A mis Padres: Raymundo Gudiel Gómez y Rosalina Sandoval Aguirre, por su ejemplo, consejo, apoyo y cariño.
- A mi Esposa: Araceli, por su amor, paciencia y apoyo incondicional.
- A mis Hijas: Krístel Rubí y Nátaly Nicolle por ser los ojos de mi existencia y motivo de inspiración para seguir adelante.
- A mis Hermanos: Luis Fernando y Mónica por ser siempre un apoyo para mi vida.
- EDLR& Asociados: Enrique, Edgar, Otto y Gehovany por la grata experiencia adquirida en el desarrollo del proyecto.
- A mis amigos y compañeros: Por el apoyo y alegrías brindadas en el transcurrir de los cursos de la maestría
- A mi Asesor: Hugo Arriaza por los sabios consejos en la elaboración de este trabajo de graduación.
- A la Universidad de San Carlos de Guatemala: Por ser el centro de enseñanza que marca nuevamente mi desarrollo profesional.

INDICE GENERAL

RESUMEN EJECUTIVO	1
1. INTRODUCCIÓN.....	4
2. ANTECEDENTES Y DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	5
2.1. Antecedentes	5
2.2. Descripción del problema	5
2.3. Hipótesis	6
3. OBJETIVOS.....	7
3.1. Objetivo general.....	7
3.2. Objetivos específicos	7
4. MARCO TEÓRICO	8
4.1. El mercado de electricidad en Guatemala.....	8
4.1.1. Ley General de Electricidad.....	8
4.1.2. Mercado Mayorista de electricidad	9
4.1.3. Despacho económico de la generación.....	10
4.1.4. Tipos de contratos a término	11
4.2. Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable	14
4.3. Caudal hidrológico	15
4.4. Centrales hidroeléctricas	16
4.4.1. Tipos de centrales hidroeléctricas	17
4.4.2. Componentes de una central hidroeléctrica	18
4.4.3. Potencia hidroeléctrica.....	19
4.5. Conceptos de optimización técnica de proyectos hidroeléctricos	20
4.5.1. Selección del tipo de turbinas	20
4.5.2. Cálculo del diámetro de la tubería	21
4.6. Conceptos de evaluación financiera.....	23

4.6.1.	La evaluación financiera o privada	23
4.6.2.	Tipos de evaluación según momento	23
4.6.3.	El concepto de interés	23
4.6.4.	Los proyectos y rentabilidad en el tiempo	24
4.7.	Método de Proyecto Financiero (Project Finance)	26
4.8.	El Solver.....	27
5.	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO HIDROELÉCTRICO EL CAMALOTE	28
5.1.	Localización	28
5.2.	Análisis de alternativas	30
5.3.	Principales componentes de la central	34
5.3.1.	Embalse	35
5.3.2.	Presa.....	35
5.3.3.	Bocatoma	36
5.3.4.	Casa de máquinas	37
5.3.5.	Subestación elevadora	37
5.3.6.	Línea de interconexión y subestación de maniobra	38
6.	ANÁLISIS DEL MERCADO	40
6.1.	Descripción del producto	40
6.1.1.	Energía eléctrica	40
6.1.2.	Potencia eléctrica.....	40
6.2.	Análisis de la demanda eléctrica nacional.....	41
6.2.1.	Comportamiento histórico de la demanda nacional de electricidad	41
6.2.2.	Proyecciones de la demanda de electricidad a nivel nacional	43
6.2.3.	Consumidores de energía eléctrica en Guatemala	44
6.3.	Análisis de la oferta.....	45
6.3.1.	Matriz de generación eléctrica	46
6.3.2.	Participación en el mercado.....	47
6.4.	Análisis de precios	48

6.4.1.	Tarifas eléctricas	48
6.4.2.	Análisis del precio Spot.....	49
6.4.3.	Licitaciones	50
6.4.4.	Análisis del precio de la potencia eléctrica	54
6.5.	Estrategia de comercialización	55
7.	ANÁLISIS DE LOS ASPECTOS TÉCNICOS DEL PROYECTO	57
7.1.	Hidrología.....	57
7.2.	Geología	62
7.2.1.	Geomorfología	62
7.2.2.	Geología estructural.....	63
7.2.3.	Estratigrafía.....	64
7.2.4.	Caracterización geotécnica.....	66
7.2.5.	Evaluación de los peligros geodinámicos.....	67
7.3.	Generación de energía y potencia.....	68
7.3.1.	Cálculo de potencia	68
7.3.2.	Cálculo de la generación anual.....	69
7.3.3.	Generación de energía en función de la capacidad instalada.....	71
7.4.	Costos del proyecto	72
7.4.1.	Costo de construcción	72
7.4.2.	Costos asociados a la operación del proyecto	75
7.5.	Programa de construcción y flujo de caja asociado	76
8.	EVALUACIÓN DE LOS ASPECTOS LEGALES Y ADMINISTRATIVOS	79
8.1.	Marco legal del proyecto.....	79
8.1.1.	Inscripción de la entidad ante el registro mercantil.....	79
8.1.2.	Prestaciones laborales.....	80
8.1.3.	Aspectos tributarios	80
8.1.4.	Inscripción en el Régimen de Seguridad Social	81
8.1.5.	Legislación ambiental	82

8.1.6.	Marco legal del subsector eléctrico.....	82
8.1.7.	Terrenos y servidumbres	84
8.2.	Estructura administrativa	85
8.2.1.	Estructura constitutiva.....	85
8.2.2.	Gastos de organización	86
8.2.3.	Estructura organizacional	86
8.2.4.	Perfil de puestos	88
8.2.5.	Estimación de sueldos y salarios.....	100
8.2.6.	Presupuesto para la junta directiva.....	100
9.	EVALUACIÓN DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES DEL PROYECTO.....	102
9.1.	Descripción general del entorno biótico y abiótico	102
9.1.1.	Flora	102
9.1.2.	Fauna	105
9.1.3.	Áreas protegidas y ecosistemas Frágiles	107
9.2.	Identificación de Impactos ambientales.....	109
9.2.1.	Matrices de identificación de impactos	109
9.2.2.	Evaluación de Impacto Social.....	115
9.2.3.	Síntesis de la evaluación de impactos ambientales	115
9.3.	Medidas de mitigación	117
9.3.1.	Programa de reforestación y monitoreo ambiental.....	118
9.3.2.	Plan de seguridad para la protección y salud humana.....	118
9.3.3.	Responsabilidad social empresarial –RSE-.....	119
9.3.4.	Costo por concepto de medidas de mitigación.....	120
10.	ANÁLISIS DE EVALUACIÓN FINANCIERA	121
10.1.	Metodología para la selección de la capacidad óptima.....	121
10.1.1.	Criterios de evaluación	121
10.1.2.	Modelo informático.....	122
10.2.	Estructura de financiamiento	124

10.3.	Análisis de egresos.....	125
10.3.1.	Inversión inicial.....	125
10.3.2.	Costos y gastos asociados a la operación del proyecto.....	128
10.4.	Análisis de Ingresos.....	131
10.5.	Escenarios	133
10.6.	Resultados de evaluación financiera	133
10.6.1.	Resultados escenario 1	133
10.6.2.	Resultados escenario 2	140
10.6.3.	Resultados escenario 3	145
10.6.4.	Resultados Escenario 4.....	151
10.6.5.	Capacidad instalada óptima.....	156
10.6.6.	Análisis de precio de venta de la energía.....	159
11.	CONCLUSIONES	162
12.	RECOMENDACIONES.....	164
13.	BIBLIOGRAFÍA.....	165
14.	ANEXOS	169
	ANEXO 1. ACRÓNIMOS.....	169
	ANEXO 2. GLOSARIO	171
	ANEXO 3. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Plano transversal de casa de máquinas	173
	ANEXO 4. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Plano de planta de casa de máquinas	174
	ANEXO 5. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Diagrama unifilar	175

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Alternativas de ubicación de los principales componentes de la central	30
Cuadro 2.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Características principales de la presa	36
Cuadro 3.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Características principales del equipo electromecánico según dimensionamiento actual	37
Cuadro 4.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Características principales de la línea de interconexión	39
Cuadro 5.	Guatemala. Licitación Abierta PEG-1-2010. Resultados de empresas adjudicadas	51
Cuadro 6.	Guatemala. Licitación abierta PEG-2-2012. Precios virtuales asignados por tecnología de generación	52
Cuadro 7.	Guatemala. Licitación abierta PEG-2-2012. Adjudicaciones de centrales de generación con potencia garantizada	52
Cuadro 8.	Guatemala. Licitación abierta PEG-2-2012. Adjudicaciones de centrales de generación sin oferta firme	53
Cuadro 9.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comparativo de opciones comercialización en el Mercado Mayorista	55
Cuadro 10.	Estaciones hidrológicas ubicadas en el área del proyecto	58
Cuadro 11.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Porcentaje de ocurrencia del caudal hídrico del río Mopán para el sitio de presa del proyecto	60
Cuadro 12.	Caudales promedio mensuales para la Estación el Arenal. Serie reconstruida. Período 1972 - 2004.....	61
Cuadro 13.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Cálculo de generación mensual. Capacidad instalada de 8.0 MW	70
Cuadro 14.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Costo de construcción. Capacidad instalada de 8 MW	73
Cuadro 15.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Resumen de fórmulas de costos de construcción por rubros principales.....	74
Cuadro 16.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Porcentaje de desembolsos para construcción por obras principales	78
Cuadro 17.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Cálculo de arrendamiento anual por uso de terrenos de OCRET.....	84
Cuadro 18.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Estimación de sueldos iniciales	100
Cuadro 19.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Presupuesto anual para la junta directiva ...	101
Cuadro 20.	Datos generales de la Reserva Biosfera Montañas Chiquibul.....	108

Cuadro 21.	Criterios de valoración de impactos ambientales (parte 1)	110
Cuadro 22.	Criterios de valoración de impactos ambientales (parte 2)	111
Cuadro 23.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Matriz de Identificación de impactos en la etapa de preparación del sitio.	112
Cuadro 24.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Matriz de Identificación de impactos en las etapas de construcción de obra civil	113
Cuadro 25.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Matriz de Identificación de impactos en las etapas de operación y abandono	114
Cuadro 26.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Medidas ambientales de mitigación propuestas	117
Cuadro 27.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Destino de los aportes para el desarrollo del proyecto.....	125
Cuadro 28.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Costos iniciales no asociados a la construcción	126
Cuadro 29.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Estimación de costos de operación, administración y mantenimiento (OA&M), en función de la capacidad instalada para el primer año de operación. Datos en US\$	129
Cuadro 30.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Proyección de pagos anuales por préstamo en función de la capacidad instalada. Datos en US\$.....	130
Cuadro 31.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Escenarios de precios para evaluación financiera	132
Cuadro 32.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Escenarios para evaluación financiera	133
Cuadro 33.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Costo total del proyecto. Capacidad instalada 11.27 MW. Estructura de financiamiento 70/30	134
Cuadro 34.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Detalle del pago de intereses y amortizaciones a capital por préstamo. Capacidad instalada 11.27 MW. Relación de deuda 70/30. Período 10 años. Datos en US\$.....	134
Cuadro 35.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Estado de resultados proyectado. Capacidad instalada 11.27 MW. Escenario 1. Años: 1, 5, 10, 15, 20 y 25. ,Datos en US\$.....	136
Cuadro 36.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Flujo neto de fondos proyectado. Capacidad instalada 11.27 MW. Escenario 1. Años: 0, 1, 5, 10, 15, 20 y 25. Datos en US\$...	137
Cuadro 37.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Proyección de flujo neto de fondos. Capacidad instalada 11.27 MW. Escenario 1. Período 25 años. Datos en US\$	138
Cuadro 38.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Estado de resultados proyectado. Capacidad instalada 11.27 MW. Escenario 2. Años: 1, 5, 10, 15, 20 y 25. Datos en US\$.....	141

Cuadro 39.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Flujo neto de fondos proyectado. Capacidad instalada 11.27 MW. Escenario 2. Años: 0, 1, 5, 10, 15, 20 y 25. Datos en US\$... 142	142
Cuadro 40.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Proyección de flujo neto de fondos. Capacidad instalada 11.27 MW. Escenario 2. Período 25 años. Datos en US\$ 143	143
Cuadro 41.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Costo total del proyecto. Capacidad instalada 11.27 MW. Estructura de financiamiento 80/20 145	145
Cuadro 42.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Detalle del pago de intereses y amortizaciones a capital por préstamo. Capacidad instalada 11.27 MW. Relación de deuda 80/20. Período 10 años. Datos en US\$..... 146	146
Cuadro 43.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Estado de resultados proyectado. Capacidad instalada 11.27 MW. Escenario 3. Años: 1, 5, 10, 15, 20 y 25. Datos en US\$..... 147	147
Cuadro 44.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Flujo neto de fondos proyectado. Capacidad instalada 11.27 MW. Escenario 3. Años: 0, 1, 5, 10, 15, 20 y 25. Datos en US\$... 148	148
Cuadro 45.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Proyección de flujo neto de fondos. Capacidad instalada 11.27 MW. Escenario 3. Período 25 años. Datos en US\$ 149	149
Cuadro 46.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Estado de resultados proyectado. Capacidad instalada 11.27 MW. Escenario 4. Años: 1, 5, 10, 15, 20 y 25. Datos en US\$..... 152	152
Cuadro 47.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Flujo neto de fondos proyectado. Capacidad instalada 11.27 MW. Escenario 4. Años: 0, 1, 5, 10, 15, 20 y 25. Datos en US\$... 153	153
Cuadro 48.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Proyección de flujo neto de fondos. Capacidad instalada 11.27 MW. Escenario 4. Período 25 años. Datos en US\$ 154	154
Cuadro 49.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comportamiento de la TIRF en función de la capacidad instalada, para los escenarios evaluados..... 157	157
Cuadro 50.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Principales indicadores financieros para una capacidad de 11.27 MW, para los escenarios evaluados..... 157	157
Cuadro 51.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Precios de venta de energía que retornan a los inversionistas la TREMA. Capacidad instalada 11.27 MW 161	161

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.	Ejemplo de despacho económico por costos de generación en el Mercado Mayorista de Guatemala	10
Figura 2.	Curva explicativa de las relaciones de compra y venta en Contratos por diferencias con curva de carga en el Mercado Mayorista de Guatemala.....	12
Figura 3.	Esquema de una central hidroeléctrica a pie de presa	17
Figura 4.	Curvas típicas para selección de turbinas hidráulicas para centrales hidroeléctricas .	20
Figura 5.	Rendimiento total de diferentes tipos de turbinas	21
Figura 6.	Curva comparativa para diámetro económico de tubería para una central hidroeléctrica	22
Figura 7.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Localización macro.....	28
Figura 8.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Localización micro.....	29
Figura 9.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Plano general. Alternativa UB1	31
Figura 10.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Plano general. Alternativa UB2	32
Figura 11.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Plano general. Alternativa UB3	33
Figura 12.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Plano general. Alternativa UB4	34
Figura 13.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Perfil longitudinal de la presa	35
Figura 14.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Trazo de línea de interconexión a la red de DEOCSA.....	38
Figura 15.	Guatemala. Sistema Nacional Interconectado. Evolución de la demanda de energía eléctrica. Período: 2001-2010.....	41
Figura 16.	Guatemala. Sistema Nacional Interconectado. Evolución de la demanda de Potencia. Período: 2001-2010	42
Figura 17.	Guatemala. Sistema Nacional Interconectado. Comportamiento histórico y proyección de demanda de energía eléctrica. Período: 2001 - 2025	43
Figura 18.	Guatemala. Sistema Nacional Interconectado. Proyección de la demanda de potencia. Período: 2001 - 2025	44
Figura 19.	Guatemala. Sistema Nacional Interconectado. Participación de los agentes del Mercado en el consumo de energía eléctrica. Año 2011	45
Figura 20.	Sistema Nacional Interconectado de Guatemala. Generación por tipo de energético. Año 2012.....	46
Figura 21.	Guatemala. Sistema Nacional Interconectado. Generación mensual por tipo de planta. Año 2011.....	47
Figura 22.	Costo de generación incluido en pliegos tarifarios para usuarios regulados. Diciembre 2012	48

Figura 23.	Sistema Nacional Interconectado. Comportamiento histórico del precio Spot y proyección lineal. Período 2000 - 2022	49
Figura 24.	Mercado Mayorista de Guatemala. Comportamiento mensual de los Desvíos de Potencia Positivos. Año 2011	54
Figura 25.	Desglose de cuencas hidrográficas del departamento de Petén	57
Figura 26.	Mapa climático del departamento de Petén	58
Figura 27.	Caudales promedio mensuales río Mopán. Estación hidrológica El Arenal. Período: 1972-2004.....	59
Figura 28.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Curva de duración de caudales promedio interanual para el sitio de presa.....	60
Figura 29.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comportamiento del caudal promedio mensual para el sitio de presa.....	62
Figura 30.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Paisaje general del área del proyecto.....	63
Figura 31.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Fotografía que muestra zona de afloramiento de cizalla, dentro el área de influencia del proyecto.....	64
Figura 32.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Afloramiento de calizas a orillas del río Mopán en el área del proyecto	65
Figura 33.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Depósitos fluviales, expuestos en el badén, al sureste del área del proyecto.	66
Figura 34.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Fotografías a) y b) Estribos derecho e izquierdo del valle en el sitio de presa	67
Figura 35.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Generación mensual de energía. Capacidad instalada: 8 MW	71
Figura 36.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Generación de energía anual en función la capacidad instalada	72
Figura 37.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comportamiento del costo de construcción y la relación Costo de construcción por Megavatio Instalado, en función de la capacidad instalada.....	75
Figura 38.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Cronograma de construcción del proyecto	77
Figura 39.	Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Organigrama funcional propuesto para la empresa Sociedad Anónima.....	87
Figura 40.	Vegetación típica del área de influencia del proyecto hidroeléctrico El Camalote	103
Figura 41.	Fotografías que muestran la vegetación del área de influencia del proyecto hidroeléctrico El Camalote.....	105
Figura 42.	Áreas protegidas cercanas al área del proyecto hidroeléctrico El Camalote	108

Figura 43. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Diagrama esquemático que muestra las relaciones de las principales variables que utiliza el modelo informático utilizado para el análisis de optimización financiera 123

Figura 44. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comportamiento de la inversión inicial en función de la capacidad instalada. Estructura financiamiento 70/30 127

Figura 45. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comportamiento de la inversión inicial en función de la capacidad instalada. Estructura financiamiento 80/20 127

Figura 46. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comportamiento de los ingresos anuales en función de la capacidad instalada. Escenarios P1 y P2 132

Figura 47. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comportamiento del flujo neto de fondos acumulado simple. Capacidad instalada 11.27 MW. Escenario 1. Período 25 años. 139

Figura 48. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comportamiento del flujo neto de fondos acumulado actualizado. Capacidad instalada 11.27 MW. Escenario 1. Período 25 años 139

Figura 49. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comportamiento del flujo neto de fondos acumulado simple. Capacidad instalada 11.27 MW. Escenario 2. Período 25 años 144

Figura 50. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comportamiento del flujo neto de fondos acumulado actualizado. Capacidad instalada 11.27 MW. Escenario 2. Período 25 años 144

Figura 51. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comportamiento del flujo neto de fondos acumulado simple. Capacidad instalada 11.27 MW. Escenario 3. Período 25 años 150

Figura 52. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comportamiento del flujo neto de fondos acumulado actualizado. Capacidad instalada 11.27 MW. Escenario 3. Período 25 años 150

Figura 53. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comportamiento del flujo neto de fondos acumulado simple. Capacidad instalada 11.27 MW. Escenario 4. Período 25 años 155

Figura 54. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comportamiento del flujo neto de fondos acumulado actualizado. Capacidad instalada 11.27 MW. Escenario 4. Período 25 años 155

Figura 55. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comportamiento de la TIRF en función de la capacidad instalada, para los escenarios evaluados 156

Figura 56. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comportamiento del flujo neto de fondos simple acumulado, para los escenarios evaluados. Período de análisis 25 años 158

Figura 57. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comportamiento del flujo neto de fondos actualizado acumulado, para los escenarios evaluados. Período de análisis 25 años 159

Figura 58. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comportamiento del Valor Actual Neto en función del precio de venta de la energía, para estructuras de financiamiento 70/30 y 80/20. Capacidad instalada 11.27 MW 160

RESUMEN EJECUTIVO

Guatemala dispone de un potencial hidroeléctrico cercano a los 6,000 MW factibles de desarrollar, sin embargo, se ha identificado que muchos inversionistas en proyectos hidroeléctricos en Guatemala al no seguir la metodología de proyectos, diseñan y construyen centrales hidroeléctricas sin evaluar en forma integral las variables económicas, técnicas y financieras asociadas a dichos proyectos, lo que repercute por un lado, que los proyectos no se lleguen a implementar por falta de financiamiento y los que logran desarrollarse proporcionen bajas utilidades a los inversionistas.

El proyecto hidroeléctrico El Camalote, es un proyecto de generación de energía renovable, ubicado a inmediaciones del caserío El Camalote, en el municipio de Melchor de Mencos, departamento de Petén, que utiliza como recurso energético el caudal del río Mopán.

Dentro de los estudios de pre factibilidad elaborados por los desarrolladores del proyecto, han evaluado varias opciones de ubicación de obras y, principalmente, del tipo conducción del caudal del río; entre las principales opciones evaluadas están: a) Únicamente tubería de presión, b) Túnel y tubería de presión, c) Canal y tubería de presión y d) central a pie de presa; y luego de los análisis respectivos los estudios determinaron que la opción de desarrollo más factible es un proyecto a pie de presa.

En cuanto a los aspectos del mercado de electricidad de Guatemala, se establece que la demanda de electricidad tiene un comportamiento creciente en el tiempo asociada a la economía del país, por lo que, se estima que para el año 2025 los requerimientos de demanda como mínimo se dupliquen en relación a la demanda actual, lo que supone una oportunidad de inversión en generación de electricidad. Por otro lado, según lo reportado por Administrador del Mercado Mayorista en informe Estadístico 2012, la oferta eléctrica actual está marcada ya por un 65% de generación a través de recursos renovables (hidroeléctricas, geotérmicas, bagazo de caña) y cerca de un 10% a través de carbón mineral, los cuales presentan precios competitivos en el mercado y un 25% a través de bunker, el cual depende de los precios internacionales de petróleo, por lo que, se vislumbra otra oportunidad, al sustituir esta generación con fuentes renovables de bajo costo.

Otro factor determinante, es el precio de venta de la generación hidroeléctrica, para lo cual se considera acertado tomar como base el precio monómico de adjudicación de las recientes licitaciones realizadas por la Distribuidoras de electricidad de Guatemala derivadas del Plan de Expansión de la Generación –PEG-, donde para la licitación PEG-1-2010, el precio máximo de

adjudicación o precio virtual fue de US\$114.17/MWh y para la licitación PEG-2-2012, el precio virtual específico para centrales hidroeléctricas fue de US\$131.4/MWh.

La evaluación de los aspectos técnicos del proyecto determina un alto grado de avance en el desarrollo de los estudios necesarios, resaltado el hecho que se dispone de tres estaciones hidrométricas cercanas e información hidrológica con series de datos de más de 30 años, con lo que se ha podido elaborar la serie de datos mensuales multianuales y la curva de duración de caudales, determinándose que el río Mopán tiene un comportamiento muy estable y dispone de un caudal muy superior en relación a la mayoría de ríos de Guatemala, proporcionando un indicador de factibilidad técnica sobre el proyecto. Por otro lado, se dispone de estudios geológicos, así como, diseño, presupuesto y cronograma de ejecución para una potencia de 8 MW, lo cual ha servido de base para estimar el comportamiento del costo de construcción en función de la capacidad instalada, obteniendo la siguiente fórmula: *Costo de construcción en US\$ = (13,600,000 + 960,400 * MW) * (1.05 de imprevistos)*.

Dentro del contexto ambiental, se determina que el proyecto hidroeléctrico no se encuentra en dentro de áreas protegidas y el área de influencia del mismo es ya un área modificada de su forma original por las poblaciones cercanas. Sin embargo, se ha identificado que durante la etapa de construcción del proyecto, es el período durante el cual se ocasionarán la mayor de cantidad de impactos negativos, principalmente por levantamiento de tierras y corte de árboles, para lo cual se propone la implementación de un programa de reforestación y monitoreo ambiental, plan de higiene y seguridad para los trabajadores y plan de responsabilidad empresarial que coadyuve a mejorar el área de influencia del proyecto. Asimismo, la evaluación ambiental en su conjunto determina que el proyecto es de beneficio para el ambiente.

Desde el punto de vista legal, tanto el marco legal general que regula el actuar de las empresas mercantiles, como el marco legal del subsector eléctrico de Guatemala, promueven la libertad de inversión. Sin embargo, debe tenerse claro que se deben de cumplir con todos los requerimientos, permisos y aprobaciones que emanan de la legislación guatemalteca, especialmente la ambiental, y para el caso específico de ejercer la actividad de generación de electricidad, tomar en cuenta las autorizaciones para uso de bienes de dominio público e inscripción como Agente Generador que derivan de la Ley General de Electricidad.

Para la realización de la evaluación financiera y determinación de la capacidad instalada en megavatios del proyecto hidroeléctrico se utilizó una herramienta informática en hojas de Excel elaborada específicamente para este proyecto, que permite a través del planteamiento de escenarios de precios y estructura de financiamiento, la modelación del comportamiento de la variable: TIRF (tasa interna de retorno financiera) en función de la variable: caudal de diseño, que

por las características del proyecto esta última deriva en la capacidad instalada del proyecto. Asimismo, permite a través de la herramienta Solver, maximizar la variable TIRF.

Se plantearon 4 escenarios de evaluación para el desarrollo del análisis de evaluación financiera, que conjugan estructuras de financiamiento con relación de deuda 70/30 y 80/20, así como precios de venta de la energía de US\$ 105/MWh en horas pico y US\$ 95/MWh como una opción y US\$ 95/MWh en horas pico y 85 US\$/MWh como otra opción, manteniendo el precio de venta de la potencia en US\$8.9 /KW-mes.

En el ámbito financiero, se determina que el proyecto hidroeléctrico El Camalote presenta Tasas Internas de Retorno Financieras superiores a la TREMA del 22%, potencias instaladas superiores a los 6 MW.

Y finalmente se concluye que la capacidad instalada del proyecto hidroeléctrico que optimiza la rentabilidad financiera es 11.27 MW, ya que maximiza para todos los escenarios evaluados la Tasa Interna de Retorno –TIRF-, obteniéndose valores entre esta entre el rango de 29.55% y 40.17%.

Tomando en cuenta lo ya indicado, se recomienda a inversionistas en proyectos hidroeléctricos en general, implementar medidas de optimización financiera en conjunto con los especialistas de cada ramo, con el objeto de establecer criterios de evaluación que reflejen las características específicas del proyecto y con ello aumentar el éxito de desarrollo de los proyectos.

1. INTRODUCCIÓN

Guatemala por su ubicación geográfica en la que se encuentra entre dos océanos y la topografía montañosa, hace propicia la utilización de los ríos para generación de energía eléctrica. Según estudios realizados por el Instituto Nacional de Electrificación –INDE- y el Ministerio de Energía y Minas, se estima un potencial hidroeléctrico factible de 6,000 MW, de los cuales únicamente el 15% es aprovechado.

A pesar que Guatemala dispone de abundantes recursos renovables, entre ellos el recurso hidroeléctrico, la matriz de generación eléctrica al año 2012 indica que cerca del 35% es generado por combustibles fósiles, principalmente derivados de petróleo, los cuales impactan directamente en los altos costos de generación de energía eléctrica.

En este sentido el desarrollo de dicho potencial ayudaría a estabilizar los precios de generación eléctrica, fomentaría la inversión en el país, mitigaría las emisiones de gases de efecto invernadero por generación térmica desplazada e impulsaría la independencia energética respecto a energéticos importados para generación eléctrica.

El presente documento desarrolla una propuesta de metodología para la optimización financiera para el proyecto hidroeléctrico El Camalote, ubicado en el municipio de Melchor de Mencos, departamento de Petén, a efecto de determinar en forma indicativa la capacidad instalada del proyecto hidroeléctrico El Camalote, que maximice la rentabilidad financiera de dicho proyecto. Para cumplir dicho objetivo se evalúa el estado actual de los estudios realizados para el desarrollo del proyecto, se determina el comportamiento de las variables asociadas al costo y producción de energía, se analiza el contexto del mercado de electricidad de Guatemala, el marco legal y administrativo para la operación del proyecto, se determinan en forma general los impactos ambientales y las posibles medidas de mitigación, en base a ello desarrollar los escenarios financieros respectivos para realizar el proceso de optimización financiera del proyecto.

La justificación de la presente investigación, radica principalmente en proporcionar una metodología de optimización que coadyuve a incrementar el factor de éxito de los proyectos de energía renovable en el país, ya que es muy común en el medio guatemalteco encontrar los llamados estudios de factibilidad de centrales hidroeléctricas, que dimensionan los proyectos con un enfoque técnico ingenieril del aprovechamiento hidroenergético, sin considerar el contexto de mercado, aspectos socioeconómicos y la rentabilidad financiera. En este orden de ideas, puede ser fácilmente verificable la cantidad de proyectos identificados, que incluso contando con los permisos gubernamentales, no se han desarrollado por falta de financiamiento.

2. ANTECEDENTES Y DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

A continuación, se describen los antecedentes del proyecto hidroeléctrico El Camalote y la problemática asociada al poco desarrollo hidroeléctrico en Guatemala.

2.1. Antecedentes

El proyecto hidroeléctrico El Camalote fue identificado por primera vez por el Instituto Nacional de Electrificación –INDE-, en los años 70's dentro del Plan Maestro de Electrificación, determinando una capacidad instalada de 10 MW.

Según información proporcionada por lugareños del municipio de Melchor de Mencos, desde esa época se han venido desarrollando estudios por distintas instituciones y/o empresas interesadas en el desarrollo del proyecto, pero a la fecha no se ha desarrollado el proyecto.

Desde el año 2007 el ingeniero Enrique de la Roca, con el afán de desarrollarlo, lidera una agrupación de profesionales con el objetivo de elevar los estudios a nivel de factibilidad y poder obtener financiamiento para la construcción del proyecto.

Dentro de los avances de dicha agrupación se pueden mencionar: a) emisión del Acuerdo Municipal extendido por el Concejo municipal del municipio de Melchor de Mencos donde se aprueba el desarrollo de estudios y construcción del proyecto; b) Estudios geológicos, hidrológicos, topográficos, catastrales y de diseño finalizados; c) gestiones en fase final ante OCRET, donde se otorgarán en calidad de concesión al grupo desarrollador los terrenos colindantes al río Mopán; d) estudios ambientales en fase de elaboración.

Asimismo, se han realizado gestiones con posibles inversionistas de capital y bancos de distinta índole para lograr obtener el financiamiento, sin embargo, aún no se ha podido llegar a ningún acuerdo, principalmente porque ven una debilidad en los indicadores financieros y no operar dentro de una estructura legal de Sociedad Anónima.

2.2. Descripción del problema

Como resultado de la actual conformación del parque generador guatemalteco, en el cual aún se dependen de recursos fósiles para generación eléctrica con altas fluctuaciones en sus precios, principalmente derivados de petróleo, conlleva a que Guatemala no sea competitiva en los precios de electricidad. En contraparte se estima que Guatemala posee un potencial hidroeléctrico factible de aproximadamente 6,000 MW, de los cuales únicamente el 15% es aprovechado. En este sentido el desarrollo de dicho potencial ayudaría a estabilizar los precios de generación

eléctrica, fomentaría la inversión en el país, mitigaría las emisiones de gases de efecto invernadero por generación térmica que se evitaría e impulsaría la independencia energética respecto a energéticos importados para generación eléctrica. Dentro de este contexto el proyecto hidroeléctrico El Camalote ve una oportunidad para desarrollo.

Sin embargo, la implementación de proyectos hidroeléctricos en Guatemala, presenta barreras de orden político, regulatorio, técnico, social y financiero. El acceso a financiamiento llega a ser una de las mayores barreras, ya que por un lado la banca local, desde el concepto tradicionalista evalúa los préstamos en base a garantías, y por el otro lado, aunque la banca multilateral de desarrollo utiliza el método de Proyecto Financiero (Project Finance¹), muchos proyectos no logran acreditar los indicadores financieros mínimos para acceder a los financiamientos.

En este orden de ideas, es muy común en el medio guatemalteco encontrar los llamados estudios de factibilidad de proyectos hidroeléctricos, que dimensionan los mismos con un enfoque técnico ingenieril del aprovechamiento hidroenergético, sin tomar en cuenta la metodología de proyectos, el contexto de mercado y la rentabilidad financiera como factor de decisión, lo que impide en forma directa el acceso a fondos financieros para el desarrollo de los proyectos, así como, pérdida de tiempo en rediseño de los mismos o bajas utilidades a los inversionistas en caso de llegarse a construir.

En este orden de ideas el problema se define como: ***“La dificultad que sufren los inversionistas en la obtención de financiamiento para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos, por no acreditar indicadores financieros atractivos, que integren los aspectos técnicos asociados a la capacidad instalada del proyecto, para responder a las tendencias y reglas del mercado de electricidad de Guatemala.*”**

2.3. Hipótesis

Tomando en cuenta que la rentabilidad financiera de un proyecto hidroeléctrico es un factor clave para el éxito del mismo, se plantea la siguiente hipótesis:

“Para un proyecto hidroeléctrico, donde el sitio de aprovechamiento ya está definido, la rentabilidad máxima para sus inversionistas, depende de la mejor integración de los aspectos técnicos asociados a la capacidad instalada del proyecto, para responder a las tendencias y reglas del mercado de electricidad de Guatemala”

¹ Project Finance: Método de financiación de proyectos, en el cual el acreedor o prestamista va a obtener el pago de su crédito, en principio, contando con los flujos de efectivo y demás ingresos del proyecto como fuentes de pago

3. OBJETIVOS

Los objetivos de la presente investigación se detallan a continuación.

3.1. Objetivo general

Determinar la capacidad instalada óptima del proyecto hidroeléctrico El Camalote, que maximice su rentabilidad financiera, tomando en cuenta las tendencias y reglas del mercado eléctrico de Guatemala.

3.2. Objetivos específicos

- Identificar cual es la opción de desarrollo de proyecto más factible, según el análisis de desarrolladores del proyecto.
- Analizar los principales aspectos del mercado de electricidad guatemalteco que inciden directamente en la comercialización de la energía y potencia generada por el proyecto hidroeléctrico El Camalote.
- Analizar los aspectos técnicos del proyecto hidroeléctrico que permitan la identificación de variables que asocien tanto la generación de electricidad como los costos del proyecto.
- Determinar la factibilidad ambiental del proyecto en base al análisis de los posibles impactos del proyecto hidroeléctrico y las medidas de mitigación derivadas.
- Analizar los aspectos administrativo-legales que permitan a la empresa desarrolladora del proyecto hidroeléctrico El Camalote llevar a cabo en forma eficiente la actividad de generación eléctrica.
- Determinar la factibilidad financiera del proyecto hidroeléctrico El Camalote, mediante el planteamiento de escenarios de evaluación, integración de sus variables técnicas y tendencias del mercado de electricidad.

4. MARCO TEÓRICO

En el presente capítulo se abordarán los principales conceptos asociados a la generación hidroeléctrica, al contexto de mercado guatemalteco y la evaluación financiera de proyectos de inversión, lo cual permitirá dar sustento al abordaje de la problemática planteada.

4.1. El mercado de electricidad en Guatemala

Guatemala dispone de un sistema de libre mercado que fue instituido por la Ley General de Electricidad, mediante la cual se rompió el esquema centralizado del mercado eléctrico, regido por el Estado de Guatemala a través del Instituto Nacional de Electrificación –INDE-, y se dio apertura a la inversión privada en la generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad.

4.1.1. Ley General de Electricidad

Ley General de Electricidad, Decreto número 93-96, establece los siguientes principios generales:

- “Es libre la generación de electricidad y no se requiere para ello autorización o condición previa por parte del Estado, más que las reconocidas por la Constitución Política de la República de Guatemala y las leyes del país;
- Es libre el transporte de electricidad, cuando para ello no sea necesario utilizar bienes de dominio público; también es libre el servicio de distribución privada de electricidad;
- El transporte de electricidad que implique la utilización de bienes de dominio público y el servicio de distribución final de electricidad, estarán sujetos a autorización;
- Son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad, con la excepción de los servicios de transporte y distribución sujetos a autorización. Las transferencias de energía entre generadores, comercializadores, importadores y exportadores, que resulten de la operación del mercado mayorista, estarán sujetos a regulación en los términos a que se refiere la presente ley.
- Una misma persona, individual o jurídica, al efectuar simultáneamente las actividades de generar y transportar y/o distribuir energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional SEN deberá realizarlo a través de empresas o personas jurídicas diferentes. Sin perjuicio de lo anterior, los generadores y los adjudicatarios de servicio de distribución final podrán ser propietarios de líneas de transmisión secundarias, para conectarse al Sistema Nacional

Interconectado, y los adjudicatarios de servicios de distribución final, de centrales de generación de hasta 5 MW”².

4.1.2. Mercado Mayorista de electricidad

Asimismo, se creó el Mercado Mayorista de electricidad definido como “el conjunto de transacciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se efectúan a corto y largo plazo entre agentes del mercado”³. Los principios generales de este mercado son:

- “Un Mercado de Oportunidad o Mercado Spot, para las transacciones de oportunidad de energía eléctrica, con un precio establecido en forma horaria, o el precio que defina la Comisión, en caso que la misma considere necesario reducir este período. En este mercado cada comprador compra del conjunto de vendedores y las transacciones se realizan al precio de oportunidad de la energía, calculado en base al costo marginal de corto plazo, que resulta del Despacho de la Oferta Disponible.
- Un Mercado a Término, para contratos entre Agentes o Grandes Usuarios, con plazos, cantidades y precios pactados entre las partes. En este mercado los Agentes del Mercado Mayorista y Grandes Usuarios pactarán libremente las condiciones de sus contratos. Los contratos de compra de potencia y energía eléctrica existentes antes de la vigencia de la Ley, serán considerados como pertenecientes al Mercado a Término. Los contratos del Mercado a Término deberán de estar enmarcados dentro de lo preceptuado por la Ley, y sus reglamentos, y su coordinación comercial y operativa será realizada por el Administrador del Mercado Mayorista. Estos contratos no podrán tener cláusulas de compra mínima obligada de energía o limitar el derecho de vender excedentes.
- Un Mercado de Transacciones de Desvíos de Potencia diarios y mensuales. En las Transacciones diarias, se liquidan las diferencias entre la potencia disponible y la Potencia Firme de los Participantes Productores, valoradas al Precio de Referencia de la Potencia, el que se utilizará en la liquidación mensual de dichas transacciones. En las Transacciones mensuales, se liquidan las diferencias entre la Demanda Firme Efectiva de cada Distribuidor, Gran Usuario o Exportador y su Demanda Firme efectivamente contratada durante el Año Estacional correspondiente.
- Los Agentes y Grandes Usuarios, para poder realizar transacciones en el Mercado Mayorista o gozar de dicha calidad deben previamente inscribirse en el Registro de

² Decreto 93-96. Ley General de Electricidad

³ Decreto 93-96. Ley General de Electricidad

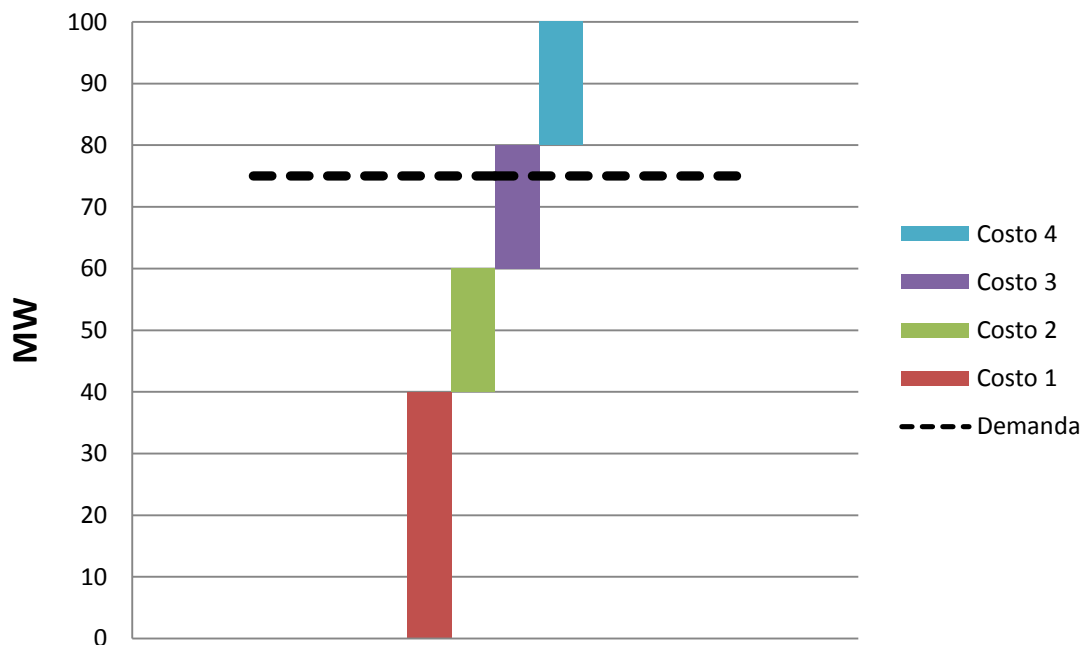
Agentes y Grandes Usuarios del Mercado Mayorista del Ministerio de Energía y Minas o en la entidad que éste designe y cumplir con las Normas de Coordinación.”⁴

4.1.3. Despacho económico de la generación

El sistema eléctrico guatemalteco crea competencia entre las distintas centrales en base a sus costos variables, a través del despacho económico de la generación, éste consiste en determinar el programa de carga de la oferta disponible, que permita abastecer la demanda prevista para el Mercado Mayorista en un período de tiempo determinado, minimizando el costo total de operación, tomando en cuenta las condiciones de compra mínima de energía obligada de los Contratos Existentes. En este sentido la energía producida por una unidad generadora será resultado del Despacho Económico.

En la figura siguiente se explica en forma muy general como se realiza el cubrimiento de demanda tomando en cuenta los costos de generación de las centrales generadoras.

Figura 1. Ejemplo de despacho económico por costos de generación en el Mercado Mayorista de Guatemala



Fuente: Elaboración propia con base al concepto de despacho económico del Mercado Mayorista de Guatemala

⁴ Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. Acuerdo Gubernativo 299-98

El tipo de tecnología que compone la oferta de electricidad en Guatemala está compuesta por los siguientes tipos de centrales:

- Geotérmica,
- Hidroeléctrica ,
- Turbinas de Vapor (carbón),
- Ingenios (biomasa-fuel oil),
- Motores de Combustión Interna (fuel oil) y
- Turbinas de Gas (diesel)

El ordenamiento de los costos las variables en forma general es como se indica, resaltando que en el tipo energético, el costo de las hidroeléctricas varía de acuerdo al tipo de esta, es decir si es hidroeléctrica con embalse o si es a filo de agua, (con embalse el costo variable es mayor).

4.1.4. Tipos de contratos a término

En el Mercado a Término del Mercado Mayorista se podrán pactar contratos de conformidad con los tipos establecidos en la Norma de Coordinación Comercial No. 13, 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.

“El Administrador del Mercado Mayorista tendrá la responsabilidad de coordinar, comercial y operativamente dentro del Mercado Mayorista 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 Mercado 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.

Poseer un contrato en el Mercado a Término implica también operar en el Mercado de Oportunidad para transar los excedentes y los faltantes entre lo despachado o consumido y lo contratado. En consecuencia, las partes deberán ser participantes habilitados por el Administrador del Mercado Mayorista.

Los Generadores del Mercado podrán suscribir Contratos del Mercado a Término con otros agentes (Distribuidores, Comercializadores u otros Generadores), y Grandes Usuarios participantes, pactando condiciones, plazos, cantidades y precios entre las partes.

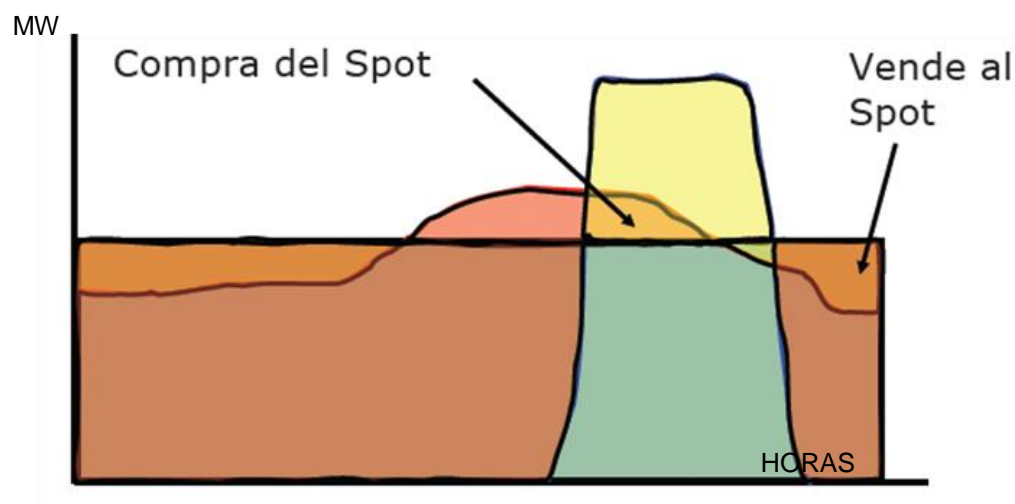
En el mercado a término los contratos podrán ser de los siguientes tipos:

a) Contratos por diferencias con curva de carga

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 compromete el abastecimiento de una demanda de energía definida como una curva de demanda 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.”⁵

Figura 2. Curva explicativa de las relaciones de compra y venta en Contratos por diferencias con curva de carga en el Mercado Mayorista de Guatemala



Fuente: Extraído de la página Web del Administrador del Mercado Mayorista

⁵ Norma de coordinación comercial No. 13. Administrador del Mercado Mayorista

b) Contratos de potencia sin energía asociada

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. El participante consumidor del MM podrá comprar la energía demandada en el Mercado de Oportunidad.

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.

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.

e) Contratos existentes

Son los contratos a que se refiere el Artículo 40 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista y se administrarán de conformidad con las condiciones contractuales informadas a dicho Administrador mediante las planillas correspondientes.

f) Contratos de energía generada

En este tipo de contrato un Agente Generador a cuyas unidades generadoras no se les haya asignado Oferta Firme Eficiente, vende a un Participante Consumidor toda la energía que pueda generar en el Mercado Mayorista. Con este tipo de contrato únicamente se vende energía por lo cual no existe compromiso de potencia para el cubrimiento de Demanda Firme.”⁶

4.2. Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable

“Las Municipalidades, el Instituto Nacional de Electrificación -INDE-, Empresas Mixtas, y las personas individuales y jurídicas que realicen proyectos de energía con recursos energéticos renovables gozarán de los siguientes incentivos:

- a) 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.

Previamente a la importación de la maquinaria y equipo que sean necesarios para desarrollar los proyectos de energía renovable, en cada caso las personas individuales y jurídicas que los realicen deberán solicitar la aplicación de la exención a la Superintendencia de Administración Tributaria -SAT, quien se encargará de calificar y autorizar la importación.

Este incentivo tendrá vigencia exclusiva durante el período de pre inversión y el período de construcción, el cual no excederá de diez (10) años.

- b) Exención del pago del Impuesto Sobre la Renta. Este incentivo tendrá vigencia exclusiva a partir de la FIE, por un período de diez (10) años.

Esta exención únicamente se otorga a las personas individuales y jurídicas que desarrollen directamente los proyectos y solamente por la parte que corresponda a dicho proyecto, ya que la exención no aplica a las demás actividades que realicen.

- c) Exención del Impuesto a las Empresas Mercantiles y Agropecuarias -IEMA-.

⁶ Norma de Coordinación Comercial No. 13. Administrador del Mercado Mayorista

Este incentivo tendrá vigencia exclusiva a partir de la FIE, por un período de diez (10) años.

Para aprovechar los incentivos indicados en los literales de la a) a la c) anteriores, el interesado deberá presentar al órgano competente la siguiente información:

- La solicitud deberá ser dirigida al Ministerio de Energía y Minas. Durante los períodos de pre inversión y de construcción podrán presentarse ampliaciones a la misma, siguiendo el mismo procedimiento.
- La documentación general del proyecto donde se indique claramente el cronograma de realización del período de pre inversión, del período de construcción y del período de operación.
- Declaración que ha cumplido con lo consignado en la Ley General de Electricidad, en lo que sea aplicable.
- Listado total o parcial de los materiales, equipos y otros asociados a estos períodos, y el tipo del o los incentivos solicitados, especificando el período a que corresponden.

El órgano competente estudiará la solicitud; si es necesario, solicitará ampliación de la información y extenderá una certificación que acredite que se desarrolla un proyecto de fuentes renovables de energía y la lista de los insumos, totales o parciales, que efectivamente serán sujetos de exoneración, en los casos que proceda.

El interesado presentará dicha certificación a la Superintendencia de Administración Tributaria - SAT- para que la citada dependencia emita la resolución de exención en un plazo no mayor de treinta (30) días, contados a partir de la fecha de presentación de la solicitud. La SAT otorgará las exenciones con base en la resolución del órgano competente.

Si la solicitud no fuera resuelta y notificada dentro del plazo fijado, la misma se tendrá por resuelta favorablemente.”⁷

4.3. Caudal hidrológico

“El **caudal hidrológico o caudal de un río** es la cantidad, o volumen, de agua que pasa por una sección determinada en un tiempo dado. El caudal, pues, está en función de la sección (metros cuadrados) a atravesar por la velocidad a la que atraviere la sección metros/segundo. Se expresa en litros o metros cúbicos por segundo (l/seg o m³/seg). El problema es determinar la velocidad, ya que es variable para cada punto del cauce.

⁷ Decreto 52-2003. Ley de Incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable

Se llama estiaje al menor caudal de un río, situación que se repite todos los años en la misma época, recurrentemente.”⁸

“La expresión **caudal ecológico**, referida a un tramo de cauce de agua corriente, encierra un concepto que puede definirse como: El flujo de agua mínima necesaria para preservar los valores ecológicos en el cauce, tales como:

- Los hábitats naturales que cobijan una riqueza de flora y fauna,
- Las funciones ambientales como dilución de poluentes,
- La amortiguación de los extremos climatológicos e hidrológicos,
- La preservación del paisaje.

La determinación del caudal ecológico de un río o arroyo se hace según un cuidadoso análisis de las necesidades mínimas de los ecosistemas existentes en el área de influencia de la estructura hidráulica que en alguna forma va a modificar el caudal natural del río o arroyo.

Otra definición válida del mismo concepto sería la siguiente: Caudal ecológico es el caudal mínimo que debe mantenerse en un curso de agua al construir una presa, una captación, o una derivación, de forma que no se alteren las condiciones naturales del biotopo y se garantice el desarrollo de una vida natural igual a la que existía anteriormente.”⁹

4.4. Centrales hidroeléctricas

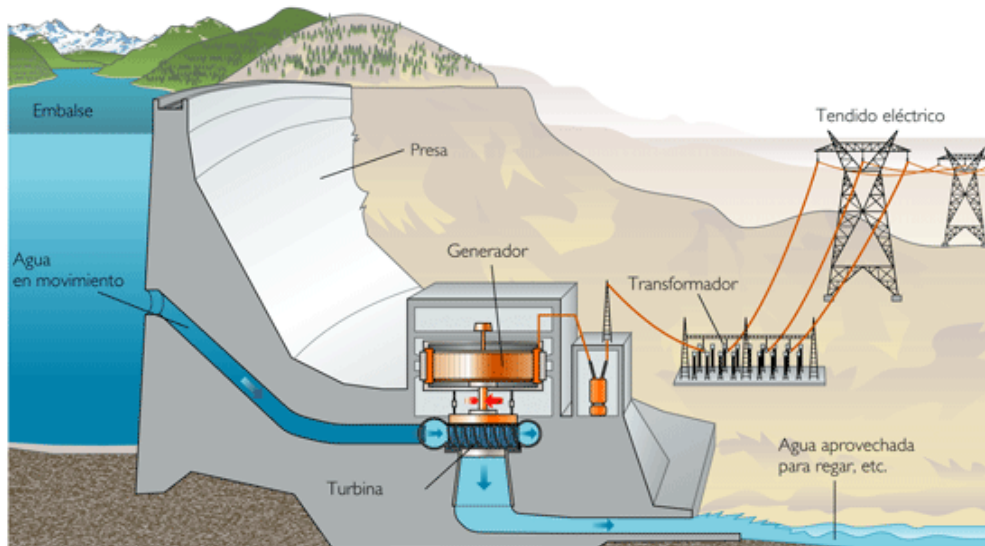
“Las centrales hidroeléctricas aprovechan, mediante un desnivel, la energía potencial contenida en la masa de agua que transportan los ríos para convertirla en energía eléctrica, utilizando turbinas acopladas a alternadores.”¹⁰ A continuación se muestra un esquema explicativo de una central hidroeléctrica.

⁸La Enciclopedia Libre Universal en Español. http://enciclopedia.us.es/index.php/R%C3%A9gimen_fluvial

⁹Mas, Fernando Magdaleno. 2009. Manual técnico de cálculo de caudales ambientales

¹⁰http://www.construmatica.com/construpedia/Central_Hidroel%C3%A9ctrica

Figura 3. Esquema de una central hidroeléctrica a pie de presa



Fuente: <http://www.renovables-energia.com>

4.4.1. Tipos de centrales hidroeléctricas

“Desde el punto de vista de cómo utilizan el agua para la generación, se pueden clasificar en:

- **Centrales a filo de agua.** También denominadas *centrales de agua fluyente* o *de pasada*, utilizan parte del flujo de un río para generar energía eléctrica. Operan en forma continua porque no tienen capacidad para almacenar agua, no disponen de embalse. Turbinan el agua disponible en el momento, limitadamente a la capacidad instalada. En estos casos las turbinas pueden ser de eje vertical, cuando el río tiene una pendiente fuerte u horizontal cuando la pendiente del río es baja.
- **Centrales con embalse.** Es el tipo más frecuente de central hidroeléctrica. Utilizan un embalse para reservar agua e ir graduando el agua que pasa por la turbina. Es posible generar energía durante todo el año si se dispone de reservas suficientes. Requieren una inversión mayor.
- **Centrales de bombeo.** Son un tipo especial de centrales hidroeléctricas que posibilitan un empleo más racional de los recursos hidráulicos de un país. Disponen de dos embalses situados a diferente nivel. Cuando la demanda de energía eléctrica alcanza su máximo nivel a lo largo del día, las centrales de bombeo funcionan como una central convencional generando energía. Al caer el agua, almacenada en el embalse superior, hace girar el rodete de la turbina asociada a un alternador. Después el agua queda almacenada en el embalse inferior. Durante las horas del día en la que la demanda de energía es menor el

agua es bombeada al embalse superior para que pueda hacer el ciclo productivo nuevamente. Para ello la central dispone de grupos de motores-bomba o, alternativamente, sus turbinas son reversibles de manera que puedan funcionar como bombas y los alternadores como motores.

Por su capacidad instalada las centrales hidroeléctricas se pueden clasificar de la siguiente forma:

- Nano: Vatios hasta 1 kW
- Pico: 1 kW hasta 10 kW
- Micro: 10 kW hasta 50 kW
- Mini: 50 kW hasta 1000 kW
- Pequeñas: 1 MW hasta 5 MW
- Mediana: 5 MW hasta 30 MW
- Grande: Arriba de 30 MW ¹¹

4.4.2. Componentes de una central hidroeléctrica

A continuación se definen los principales componentes de una central:

- **“La Presa.** El primer elemento que encontramos en una central hidroeléctrica es la presa o azud, que se encarga de atajar el río y remansar las aguas. Con estas construcciones se logra un determinado nivel del agua antes de la contención, y otro nivel diferente después de la misma. Ese desnivel se aprovecha para producir energía.
- **Los Aliviaderos.** Son elementos vitales de la presa que tienen como misión liberar parte del agua detenida sin que esta pase por la sala de máquinas. Se encuentran en la pared principal de la presa y pueden ser de fondo o de superficie.

La misión de los aliviaderos es la de liberar, si es preciso, grandes cantidades de agua o atender necesidades de riego. Para evitar que el agua pueda producir desperfectos al caer desde gran altura, los aliviaderos se diseñan para que la mayoría del líquido se pierda en una cuenca que se encuentra a pie de presa, llamada de amortiguación. Para conseguir que el agua salga por los aliviaderos existen grandes compuertas, de acero que se pueden abrir o cerrar a voluntad, según la demanda de la situación.

¹¹ Escuela de Ingeniería de Atioquia. *Mecánica de Fluidos y Recursos hidráulicos*. Obtenido de <http://fluidos.eia.edu.co/hidraulica/index.html>

- **Obras de toma.** Las obras de toma de agua son construcciones adecuadas que permiten recoger el líquido para llevarlo hasta las máquinas por medios de canales o tuberías. Estas tomas además de unas compuertas para regular la cantidad de agua que llega a las turbinas, poseen unas rejillas metálicas que impiden que elementos extraños como troncos, ramas, etc. puedan llegar a los alabes y producir desperfectos.
- **El canal de derivación.** Se utiliza para conducir agua desde la presa hasta las turbinas de la central. Generalmente es necesario hacer la entrada a las turbinas con conducción forzada siendo por ello preciso que exista una cámara de presión donde termina el canal y comienza la turbina. Es bastante normal evitar el canal y aplicar directamente las tuberías forzadas a las tomas de agua de las presas.
- **Chimenea de equilibrio.** La chimenea de equilibrio consiste en un pozo vertical situado lo más cerca posible de las turbinas. Cuando existe una sobre presión de agua esta encuentra menos resistencia para penetrar al pozo que a la cámara de presión de las turbinas haciendo que suba el nivel de la chimenea de equilibrio. En el caso de depresión ocurrirá lo contrario y el nivel bajará. Con esto se consigue evitar el golpe de ariete.
- **Tubería de presión.** Las estructuras forzadas o de presión, suelen ser de acero con refuerzos regulares a lo largo de su longitud o de cemento armado, reforzado con espiras de hierro que deben estar ancladas al terreno mediante solera adecuada.
- **Casa de máquinas.** Es la construcción en donde se ubican las máquinas (turbinas, alternadores, etc.) y los elementos de regulación y comando.”¹²

4.4.3. Potencia hidroeléctrica

“La potencia de una central hidroeléctrica se mide generalmente en Kilovatios (KW) y se calcula mediante la fórmula siguiente:

$$P = 9.81 * \eta_t * \eta_g * Q * h$$

Donde:

- P = potencia en kW
- η_t = rendimiento de la turbina hidráulica (entre 0.75 y 0.95)
- η_g = rendimiento del generador eléctrico (entre 0.92 y 0.97)
- Q = caudal turbinable en m³/s
- h = desnivel disponible en la presa entre aguas arriba y aguas abajo, en metros (m)”¹³

¹² *European Small Hydropower Association-ESHA. Guía para el diseño de una pequeña central hidroeléctrica*

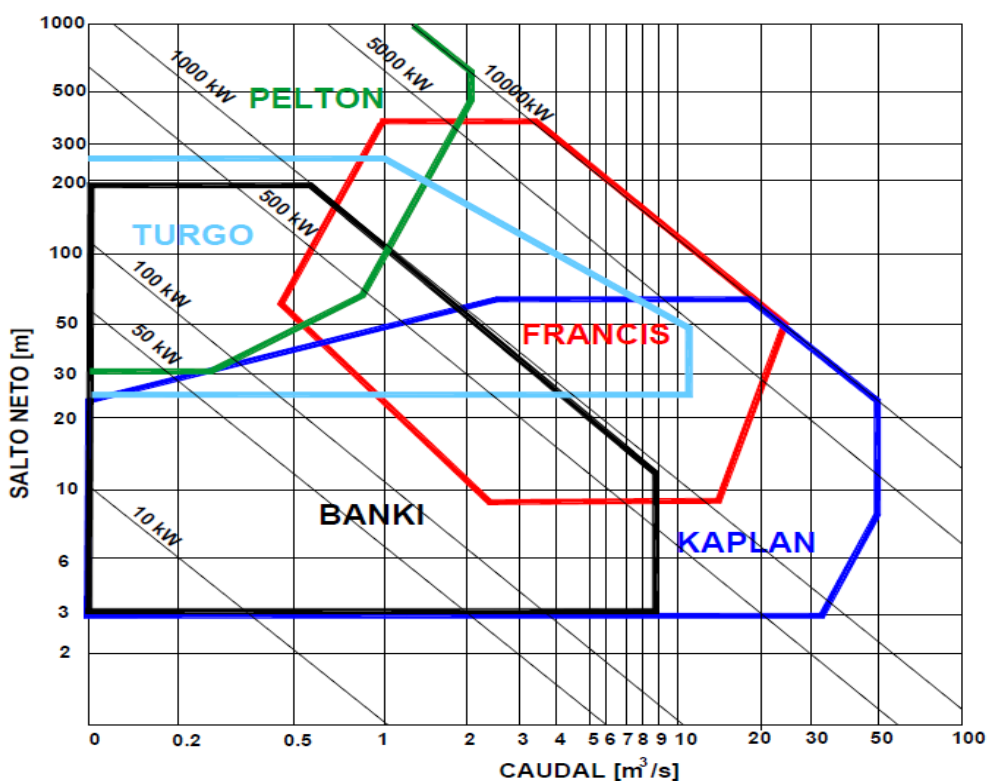
4.5. Conceptos de optimización técnica de proyectos hidroeléctricos

Dentro del contexto de la presente investigación se abordarán los aspectos asociados específicamente al caudal de diseño, el cual incide directamente en la capacidad instalada de las centrales hidroeléctricas.

4.5.1. Selección del tipo de turbinas

Para la elección del tipo de turbina necesitamos conocer básicamente la diferencia de alturas (m) y el caudal de diseño (m^3/s), y para lo cual nos apoyamos de las siguientes gráficas:

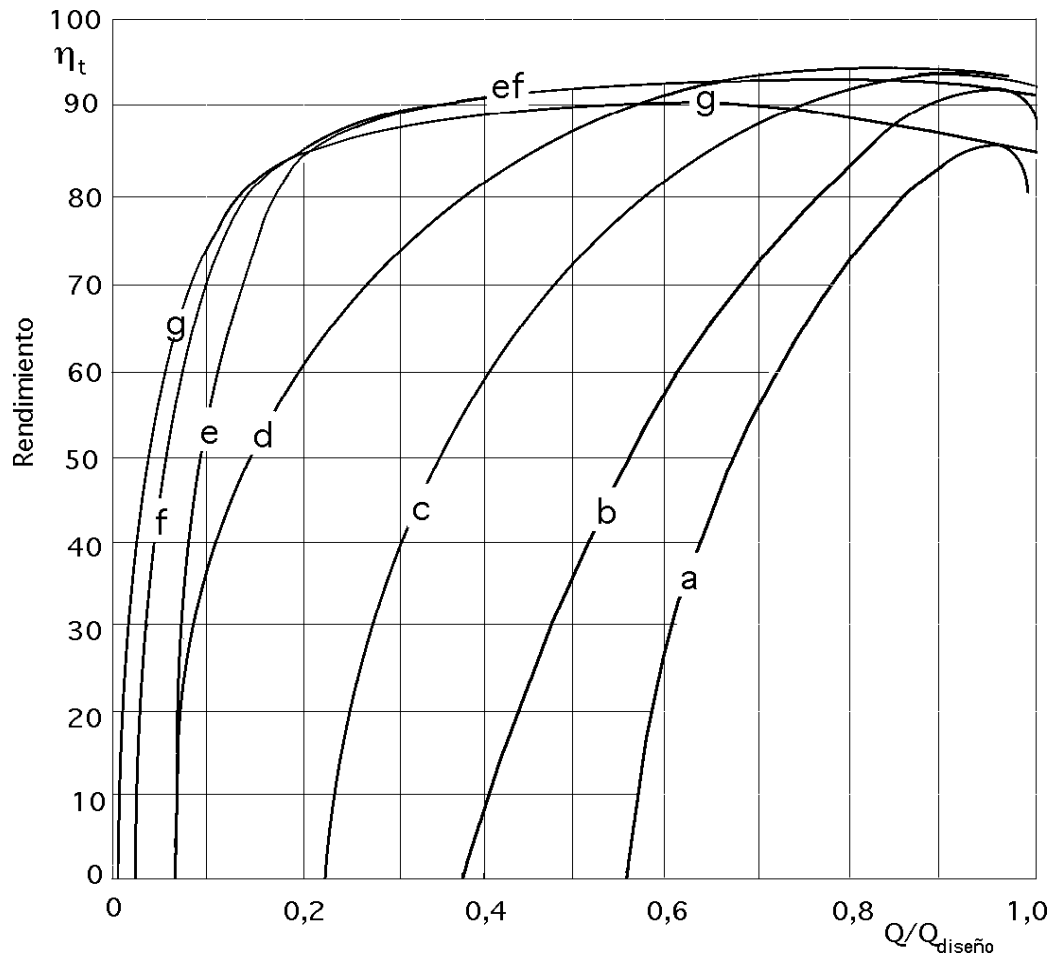
Figura 4. Curvas típicas para selección de turbinas hidráulicas para centrales hidroeléctricas



Fuente: European Small Hydropower Association-ESHA. *Guía para el diseño de una pequeña central hidroeléctrica*

¹³European Small Hydropower Association -ESHA. *Guía para el diseño de una pequeña central hidroeléctrica*

Figura 5. Rendimiento total de diferentes tipos de turbinas



(a) Turbina hélice: $ns= 1050$ (curva en gancho) ; (b) Turbina hélice: $ns= 650$; (c) Turbina Francis: $ns= 500$; (d) Turbina Francis: $ns= 250$; (e) Turbina Kaplan: $ns= 230$; (f) Turbina Kaplan: $ns= 500$; (g) Turbina Pelton: $ns= 10$ a 30 (curva plana)

Fuente: European Small Hydropower Association-ESHA. Guía para el diseño de una pequeña central hidroeléctrica

4.5.2. Cálculo del diámetro de la tubería

“El diámetro es el resultado de un compromiso entre costo y pérdida de carga. La potencia disponible para un caudal Q y un salto H viene dada por la ecuación:

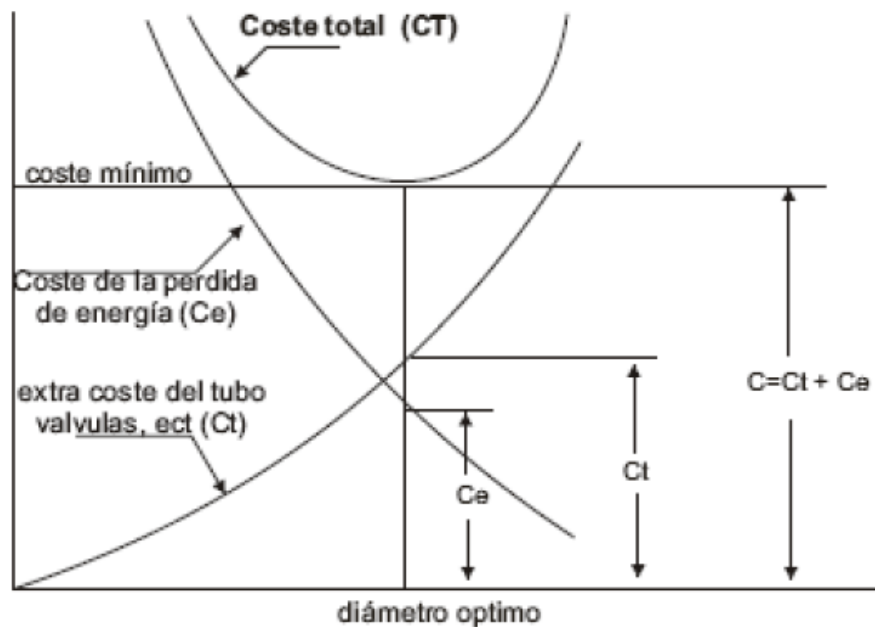
$$P = QH\gamma\eta$$

en la que Q es el caudal en m^3/s , H la altura de salto neta en metros, γ el peso específico del agua en kN/m^3 y η el rendimiento global del conjunto.

El salto neto se obtiene deduciendo del bruto la suma de todas las pérdidas de carga, incluidas las generadas por fricción y turbulencia en la tubería forzada, ambas proporcionales al cuadrado de la velocidad de la corriente. Para transportar un cierto caudal, una tubería de pequeño diámetro necesitará más velocidad de corriente que otra de mayor diámetro, y consecuentemente las pérdidas serán más elevadas. Escogiendo un diámetro pequeño se reducirá el coste de la tubería pero las pérdidas de energía serán mayores y viceversa.

Un criterio simple para determinar el diámetro de una tubería, es el de limitar las pérdidas de carga a un determinado porcentaje. Una pérdida del 4% de la potencia es un valor generalmente aceptable. Un enfoque más riguroso exigiría considerar varios diámetros posibles, calcular la pérdida anual de energía en cada uno de ellos, y actualizarlas a lo largo de la vida del aprovechamiento. De esta forma se puede dibujar un gráfico con la curva diámetros pérdidas actualizadas, al que se superpone el coste para cada diámetro. Se suman gráficamente ambas curvas y el diámetro óptimo será el mínimo de la curva resultante.¹⁴

Figura 6. Curva comparativa para diámetro económico de tubería para una central hidroeléctrica



Fuente: European Small Hydropower Association-ESHA. **Guía para el diseño de una pequeña central hidroeléctrica**

¹⁴ European Small Hydropower Association -ESHA. **Guía para el diseño de una pequeña central hidroeléctrica**

4.6. Conceptos de evaluación financiera

“La evaluación financiera cumple básicamente tres funciones:

- Determina la factibilidad en que todos los costos pueden ser cubiertos oportunamente.
- Mide la rentabilidad de la inversión.
- Genera la información necesaria para realizar una comparación del proyecto con otras oportunidades de inversión.

4.6.1. La evaluación financiera o privada

Considera los costos y beneficios desde el punto de vista de una entidad específica: por ejemplo, un determinado proyecto. Toma en cuenta todos los gastos e ingresos, permitiendo verificar si el proyecto generara ingresos suficientes para cumplir con sus obligaciones financieras.

4.6.2. Tipos de evaluación según momento

Evaluación Exante: Una estimación de necesidades de evaluación, aplicada en la "fase ex-ante" del ciclo de evaluación, que incluye estudios de factibilidad, la identificación de los objetivos del proyecto y todas aquellas otras funciones realizadas antes de comenzar. (BID)

Evaluación Expost: Evaluación realizada después de haber concluido la ejecución del proyecto. En el BID, la evaluación ex-post suele hacerse de 1 a 3 años después de la terminación del proyecto una vez completado el informe de terminación del proyecto (PCR) y se concentra en las áreas de eficiencia, efectividad, efectos y propósito. También se le llama "evaluación a posteriori". (BID)

4.6.3. El concepto de interés

El concepto de interés guarda diversas acepciones:

- Es el derecho a recompensación de quién presta dinero, pues aplaza el goce material que le daría el uso inmediato de ese dinero.
- Cuando se presta dinero se renuncia a un ingreso y, ese ingreso es el que remunera los intereses.
- El interés es el precio que se paga por usar el dinero de terceros.
- En términos simples el interés es el pago de un arriendo de dinero.

El interés es una carga para aquel que lo desembolsa y una renta para el que lo recibe.

La tasa de interés i es una compensación que reciben los dueños del dinero por el sacrificio de ahorrar ese dinero D . El sacrificio de los dueños del dinero o del ahorro reciben una compensación que es el interés.

En economía y finanzas esta compensación se mide con una tasa de interés i , que se representa por un %. Este % se calcula dividiendo la cantidad de dinero I recibido o pagado en un período de tiempo t por el monto inicial de Dinero D .

La tasa de interés es igual a:

$$i = I / D$$

El monto de la tasa de interés está determinado por la inflación, el riesgo y el interés real. A mayor inflación mayor tasa de interés. A mayor riesgo mayor tasa de interés. El Interés real o productividad en su uso es un efecto propio del capital independiente de la inflación y riesgo. Refleja la existencia o no de dinero en el mercado o grado de liquidez.

4.6.4. Los proyectos y rentabilidad en el tiempo

La rentabilidad de un proyecto se puede medir de muchas formas distintas: mediante análisis de balances, porcentaje o tiempo que demora la recuperación de la inversión, entre otras. Los criterios más usados en el mundo son: el valor actual neto, conocido por sus iniciales como VAN, mide la rentabilidad deseada después de recuperar la inversión; la tasa interna de retorno, conocida como TIR, que mide la rentabilidad como un porcentaje; y finalmente el período de recuperación de la inversión, PRI, que puede medir en cuánto tiempo se recupera la inversión más el costo de capital involucrado. Para aplicar estos criterios es necesario desarrollar correctamente el flujo de caja del proyecto.

Los resultados que se obtienen al aplicar los criterios de evaluación miden uno de los tantos escenarios futuros posibles. Esto debido esencialmente a que, casi con certeza, se puede decir que existirán cambios en el comportamiento de las variables del medio que harán que sea prácticamente imposible esperar que la rentabilidad calculada sea la que efectivamente tendrá el proyecto.

Los indicadores financieros más usados son:

- Relación beneficio costo
- VAN

- TIR
- Tiempo de recuperación

Relación beneficio Costo: Los beneficios son bienes o servicios, tangibles, generados por el proyecto, valorados a precio de mercado, que incrementan los ingresos del empresario, la empresa o el país, sea por aumento de la producción o reducción de los costos o los dos. Si la valorización de los beneficios se realiza a precios de mercado constituye el análisis financiero, si es en valores económicos es análisis económico. Lo que interesa en un proyecto es el beneficio neto que es aquel que queda luego de retirar de los ingresos todos los egresos. El beneficio incremental es el beneficio que aporta el proyecto en comparación a la situación sin proyecto.

La relación beneficio costo es la que se obtiene de dividir la sumatoria de los beneficios dentro de la sumatoria de de los costos, ambos tomando en cuenta las actualizaciones en el tiempo, tomando en cuenta las siguientes fórmulas:

$$\sum_{p=0}^{P=n} \frac{B_n}{(1+r)^p} \rightarrow \text{BENEFICIOS DURANTE UN PERIODO DE TIEMPO}$$

$$\sum_{p=0}^{P=n} \frac{C_n}{(1+r)^p} \rightarrow \text{COSTOS DURANTE UN PERIODO DE TIEMPO}$$

Si la relación es uno o superior a uno se acepta el proyecto, y si la corriente se actualiza al costo de oportunidad del capital.

Valor Actual Neto (VAN): Es la suma algebraica de los saldos del flujo de caja de un proyecto descontado a una tasa de actualización. Desde el punto de vista del análisis financiero es el valor actual de la corriente de ingresos que percibe el individuo o la empresa. Este se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$VAN = -X_0 + \left[\frac{X_1}{1+r} + \frac{X_2}{(1+r)^2} + \frac{X_3}{(1+r)^3} + \dots + \frac{X_n}{(1+r)^n} \right]$$

Tasa de rendimiento mínima esperada –TREMA- Es la tasa razonable que un inversionista espera recibir por una inversión rentable y debe ser como más alta que la que brinda un banco u otra inversión que presente un mínimo de riesgo, es decir que sea segura.

La Tasa Interna de Retorno TIR: Es la tasa de descuento que vuelve 0 el valor actual neto de la inversión. A diferencia del VAN la tasa “r” es desconocida.

La tasa de rentabilidad interna es la tasa máxima de interés que podría pagar un proyecto por los recursos utilizados para recuperar la inversión, los gastos de operación y que tenga entradas y gastos iguales. Viene a ser la tasa de ganancia del proyecto.

La **Tasa Interna de Retorno Financiera –TIRF-**, es la que se basa en el precio financiero o precio de mercado; y la **Tasa Interna de Retorno Económica –TIRE-**, es la que corresponde a precios sociales o precios sombra.

El criterio que se sigue para aceptar o rechazar un proyecto, en base al resultado de este método de evaluación, es el de establecer una comparación entre la TIR y la tasa mínima o límite que se exija al proyecto.”¹⁵

4.7. Método de Proyecto Financiero (Project Finance)

“Puede definirse como un método de financiación de un cierto proyecto de infraestructura, en el cual el acreedor o prestamista va a obtener el pago de su crédito, en principio, contando con los flujos de efectivo y demás ingresos del proyecto como fuentes de pago, pudiendo contar con los activos del proyecto o unidad económica como garantía. Bajo el Project Finance, los bancos proveen financiación a un proyecto singular y asumen gran parte del éxito o fracaso de ese proyecto.

El Project Finance generalmente incluye estas características básicas:

- Un acuerdo para proveer los fondos necesarios para construir y operar el proyecto
- Un acuerdo, generalmente de adquisición del producido del proyecto, que asegure que al iniciar operaciones el proyecto tenga suficiente efectivo para cubrir sus costos y obligaciones.
- Acuerdos que garanticen, que en caso el proyecto tenga dificultades de generación de efectivo, los fondos necesarios para reactivar el proyecto van a estar disponibles

El propósito del Project Finance es ser un método de financiación para el patrocinador o promotor de un proyecto que no produzca recurso contra él, de modo que no tenga que reflejar la deuda en

¹⁵ Vivallo Pinare, Ángel Gabriel. FORMULACION Y EVALUACION DE PROYECTOS. MANUAL PARA ESTUDIANTES "Es difícil adivinar o prever el futuro, es mejor inventarlo"

su balance general o situación financiera, ya que pretende que no se graven sus activos otorgándolos en garantía y que los pasivos sean cubiertos por los flujos del proyecto”¹⁶

4.8. El Solver

“Solver es parte de una serie de comandos a veces denominados herramientas de análisis Y si (análisis Y si: proceso de cambio de los valores de celdas para ver cómo afectan esos cambios al resultado de fórmulas de la hoja de cálculo. Por ejemplo, variar la tasa de interés que se utiliza en una tabla de amortización para determinar el importe de los pagos.). Con Solver, puede buscarse el valor óptimo para una fórmula (fórmula: secuencia de valores, referencias de celda, nombres, funciones u operadores de una celda que producen juntos un valor nuevo.

Una formula comienza siempre con el signo igual (=) de celda, denominada celda objetivo, en una hoja de cálculo. Solver funciona en un grupo de celdas que estén relacionadas, directa o indirectamente, con la fórmula de la celda objetivo.

Solver ajusta los valores en las celdas cambiantes que se especifiquen, denominadas celdas ajustables, para generar el resultado especificado en la fórmula de la celda objetivo. Pueden aplicarse restricciones (restricciones: limitaciones aplicadas a un problema de Solver. Puede aplicarse restricciones a celdas ajustables, la celda de destino u otras celdas que estén directa o indirectamente relacionadas con la celda de destino.) para restringir los valores que puede utilizar Solver en el modelo y las restricciones pueden hacer referencia a otras celdas a las que afecte la fórmula de la celda objetivo.

El Solver se utiliza para determinar el valor máximo o mínimo de una celda cambiando otras celdas, por ejemplo, puede cambiar el importe del presupuesto previsto para publicidad y ver el efecto sobre el margen de beneficio.

Los Algoritmos y métodos utilizados por Solver son:

- El código de optimización no lineal (GRG2) desarrollado por la Universidad Leon Lasdon de Austin (Texas) y la Universidad Allan Waren (Cleveland).
- Los problemas lineales y enteros utilizan el método más simple con límites en las variables y el método de ramificación y límite, implantado por John Watson y Dan Fylstra de Frontline Systems, Inc”¹⁷

¹⁶ Mejía Pinzón, G. A. (2000). *Project Finance*. (F. d. Pontificia Universidad Javeriana, Ed.) Santa Fe de Bogotá, Colombia

¹⁷ Manual de Microsoft Excel. <http://www.duiops.net/manuales/excel/excel24.htm>

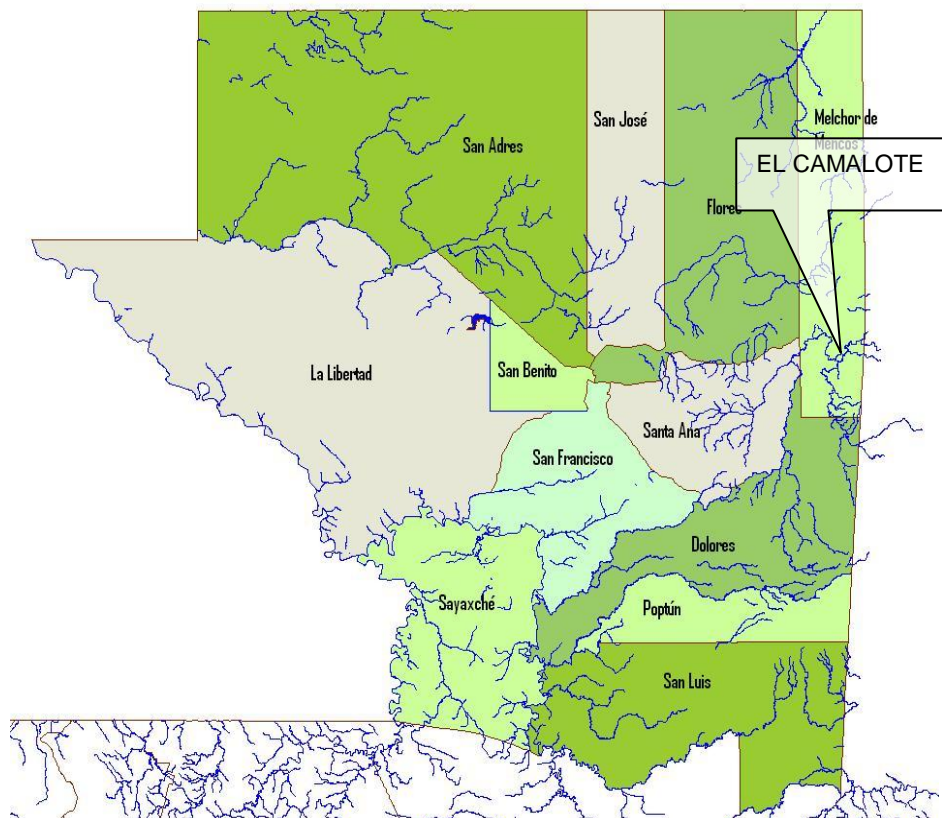
5. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO HIDROELÉCTRICO EL CAMALOTE

En el presente capítulo se realiza una descripción general del proyecto hidroeléctrico y las alternativas evaluadas previamente, lo que permitirá conocer el contexto dentro del cual se desarrolla el proyecto hidroeléctrico.

5.1. Localización

El proyecto se encuentra ubicado en la región norte del país, en el municipio de Melchor de Mencos del departamento de Petén.

Figura 7. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Localización macro

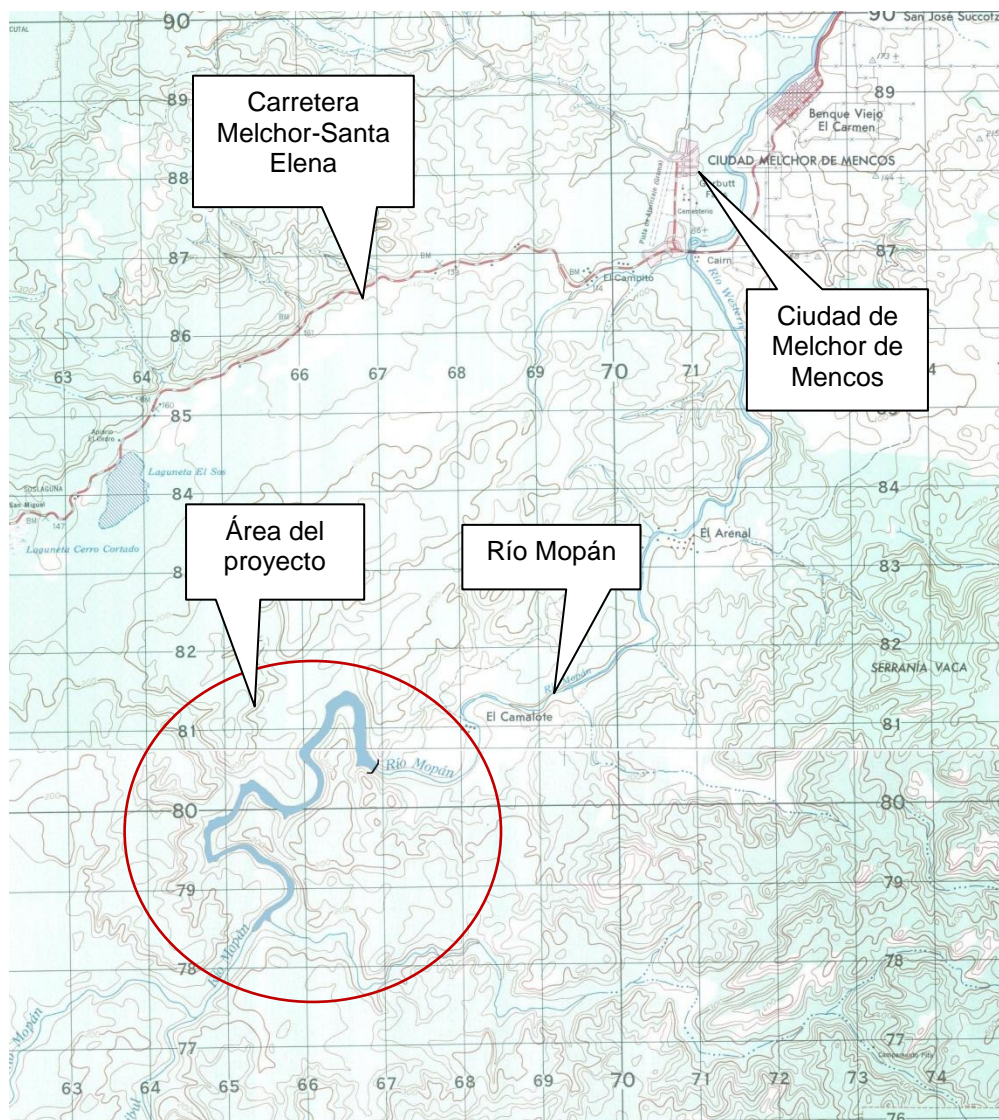


Fuente: Elaboración propia con el software Toolkit de SWERA¹⁸

¹⁸ Sistema informático elaborado por Solar Wind Energy Resource Assesment (SWERA) del Programa Ambiental de las Naciones Unidas.

En cuanto a la microlocalización, dicho proyecto se localiza en las cercanías del caserío El Camalote, en el municipio de Melchor de Mencos, utilizando el caudal del río Mopán entre las elevaciones 142.00 y 98.00 msnm.

Figura 8. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Localización micro



Fuente: Elaboración propia en base a descripción del proyecto

Las coordenadas de referencia del proyecto en casa de máquinas son las siguientes:

- Norte: $14^{\circ}43'41.62''$
- Oeste: $90^{\circ}54'02.80''$

5.2. Análisis de alternativas

Se elaboraron diseños básicos de planta de general, utilizando como referencia los planos cartográficos Chiquibul y Melchor de Mencos, a escala 1:50,000 y tomando en cuenta los criterios siguientes:

- Obtener las mayores diferencias de altura
- Poca afectación por áreas de inundación
- Infraestructuras más compactas
- Pocas poblaciones cercanas a las obras del proyecto

Para tal efecto se elaboraron diseños básicos de planta de general, utilizando como referencia los planos cartográficos Chiquibul y Melchor de Mencos, a escala 1:50,000, los cuales se indican a continuación:

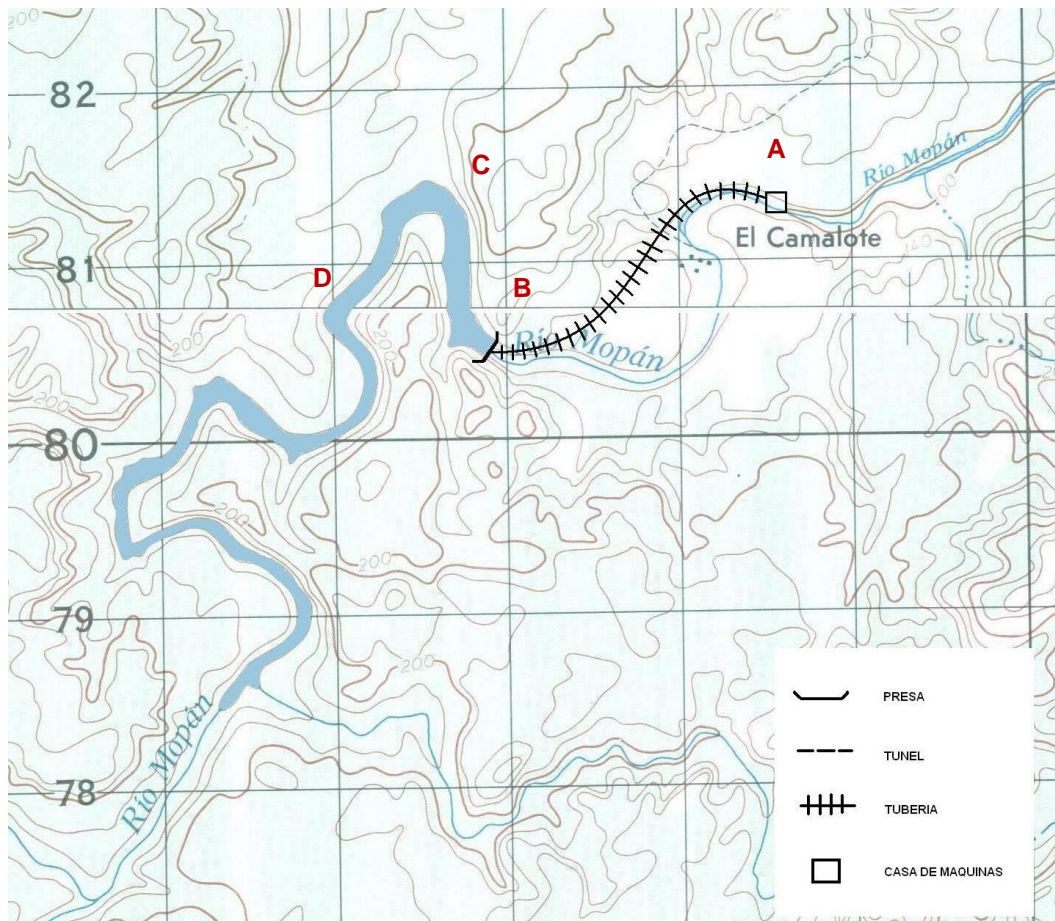
Cuadro 1. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Alternativas de ubicación de los principales componentes de la central

Alternativa	Sitio de Presa	Sitio de Casa máquinas	Tipo de conducción
UB1	B	A	Tubería presión
UB2	A	C	Túnel y tubería de presión
UB3	D	B	Canal y tubería de presión
UB4	B	B	Central pie de presa

Fuente: Elaboración propia en base a alternativas planteadas por el desarrollador

Alternativa UB1: Considera una presa en el sitio identificado como B, donde la topografía del lugar permite un encajonamiento natural que facilitaría la construcción de la misma y la formación de un embalse que servirá para que el proyecto pueda almacenar agua y cumplir con requerimientos de oferta en horas pico, además de regular el caudal del río. La conducción se pretende a través una tubería de presión de aproximadamente 1.5 kilómetros hacia la casa de máquinas, que se ubicará cerca del caserío El Camalote en el sitio A.

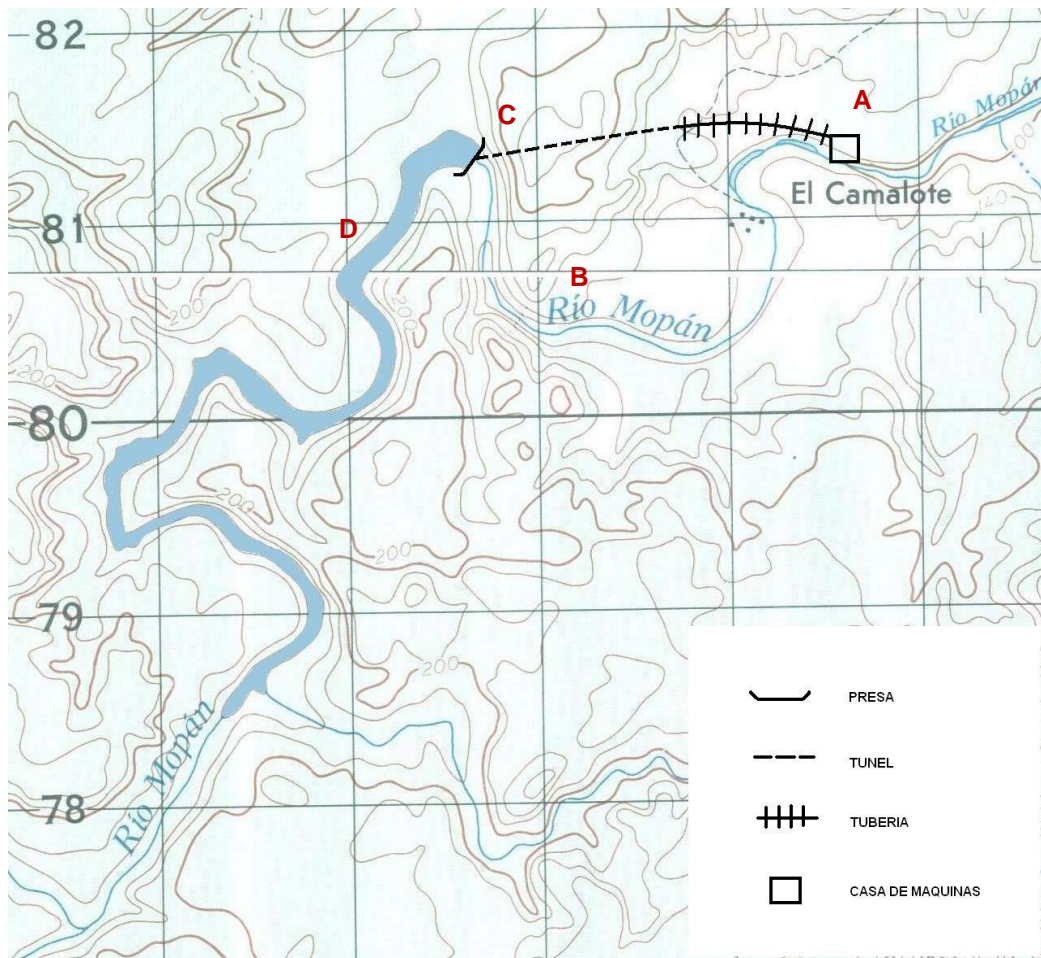
Figura 9. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Plano general. Alternativa UB1



Fuente: elaboración propia en base a información del desarrollador

Alternativa UB2: Es una variante de la alternativa UB1, que considera la construcción de la presa en el sitio C, y la conducción es más directa hacia la casa de máquinas en el sitio A, ya que utiliza un tramo de túnel y el resto a través de tubería forzada. Asimismo, con respecto a la anterior alternativa contempla una presa con una mayor longitud de corona aunque una menor altura, para obtener la misma caída bruta.

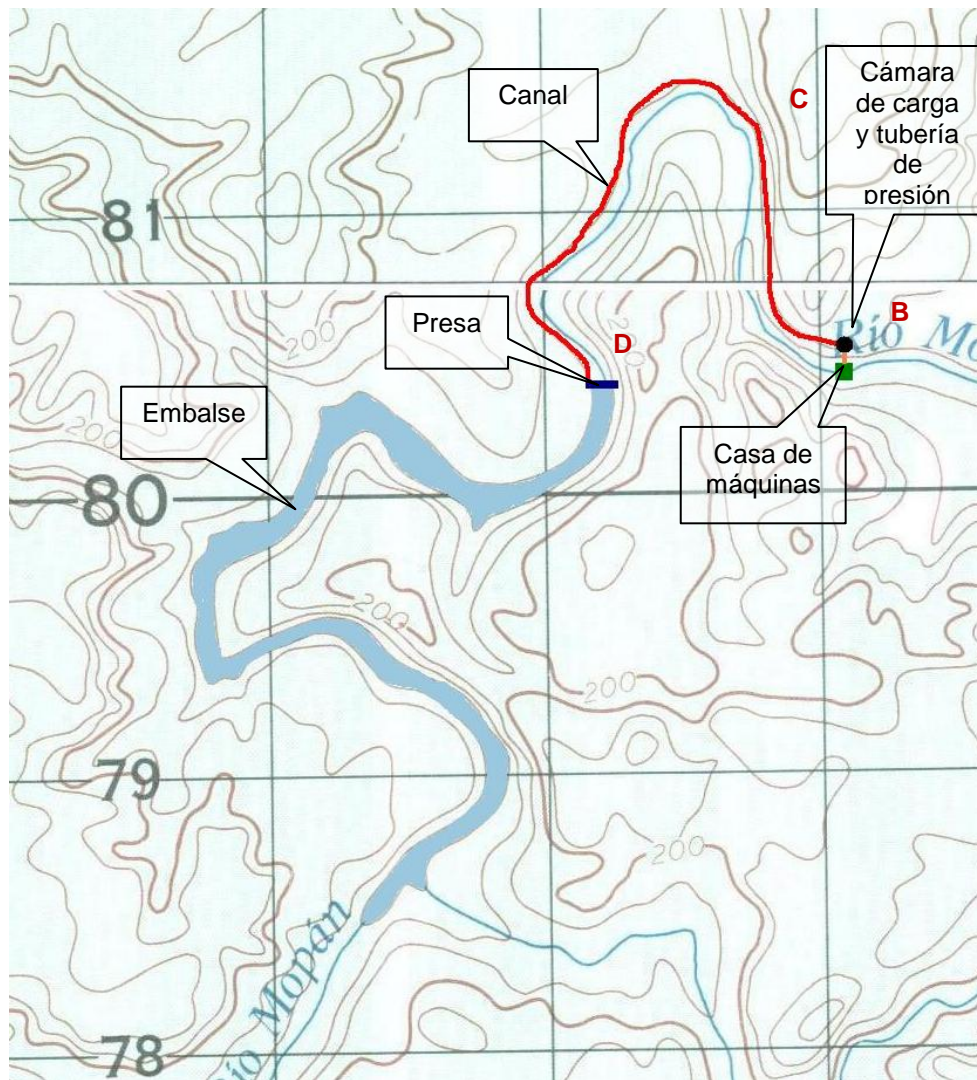
Figura 10. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Plano general. Alternativa UB2



Fuente: elaboración propia en base a información del desarrollador

Alternativa UB3: Contempla la presa en el sitio identificado como D, que también presenta un encajonamiento natural para la construcción de la presa. La conducción se pretende a través de un tramo de canal de aproximadamente 2 kilómetros hacia la cámara de carga y un tramo de tubería de presión de aproximadamente 40 metro. La casa de máquinas se ubicará en el sitio B, donde el tipo de topografía del terreno cambia y se vuelve más plana.

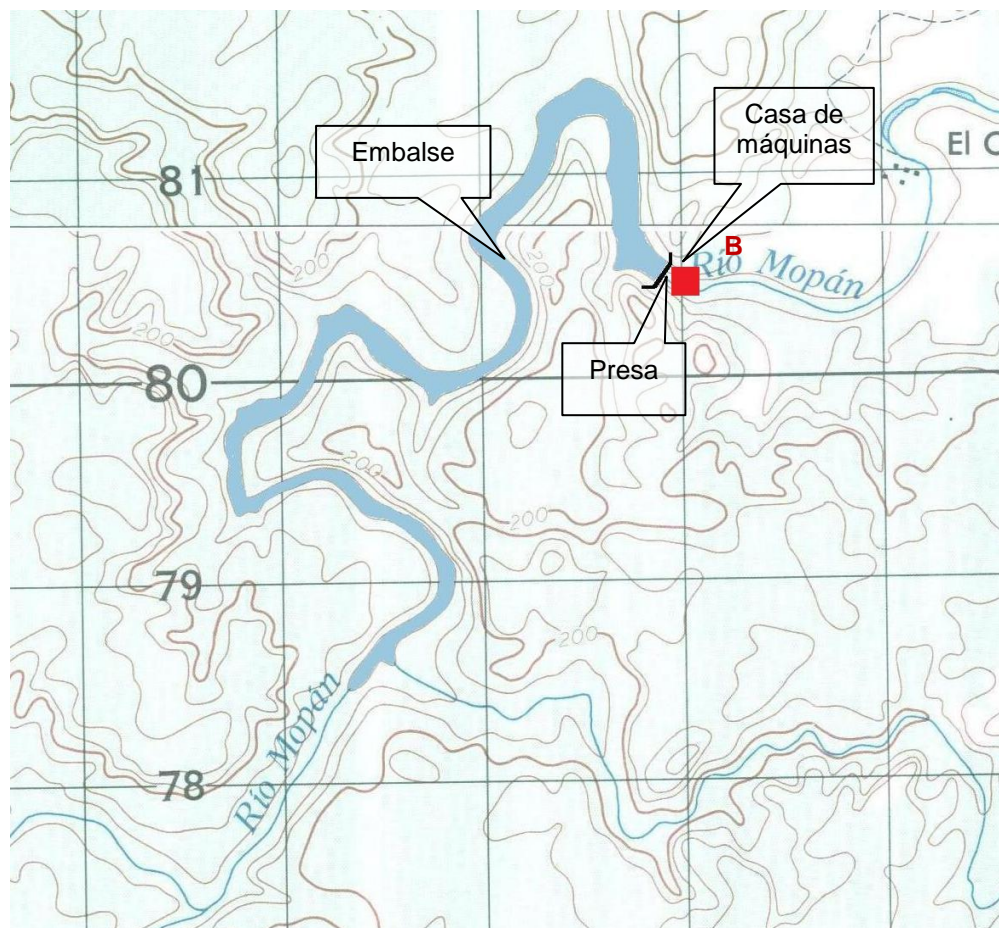
Figura 11. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Plano general. Alternativa UB3



Fuente: elaboración propia en base a información del desarrollador

Alternativa UB4: Esta alternativa contempla un proyecto a pie de presa en la cual se elimina casi en su totalidad la conducción, y la caída bruta necesaria es proporcionada directamente por la altura de la presa. Para esta alternativa se eligió como sitio de presa la ubicación B, ya que es la que presenta un mayor encajonamiento natural y es donde la topografía del terreno cambia y se vuelve más plana.

Figura 12. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Plano general. Alternativa UB4



Fuente: elaboración propia en base a información del desarrollador

Alternativa Seleccionada por el desarrollador: Esta alternativa contempla un proyecto a pie de presa en la cual se elimina casi en su totalidad la conducción, y la caída bruta necesaria es proporcionada directamente por la altura de la presa. Para esta alternativa se eligió como sitio de presa la ubicación B, ya que es la que presenta un mayor encajonamiento natural y es donde la topografía del terreno cambia y se vuelve más plana.

5.3. Principales componentes de la central

En el presente numeral se realiza una breve descripción de los principales componentes de la central haciendo énfasis en las consideraciones de diseño para cada componente.

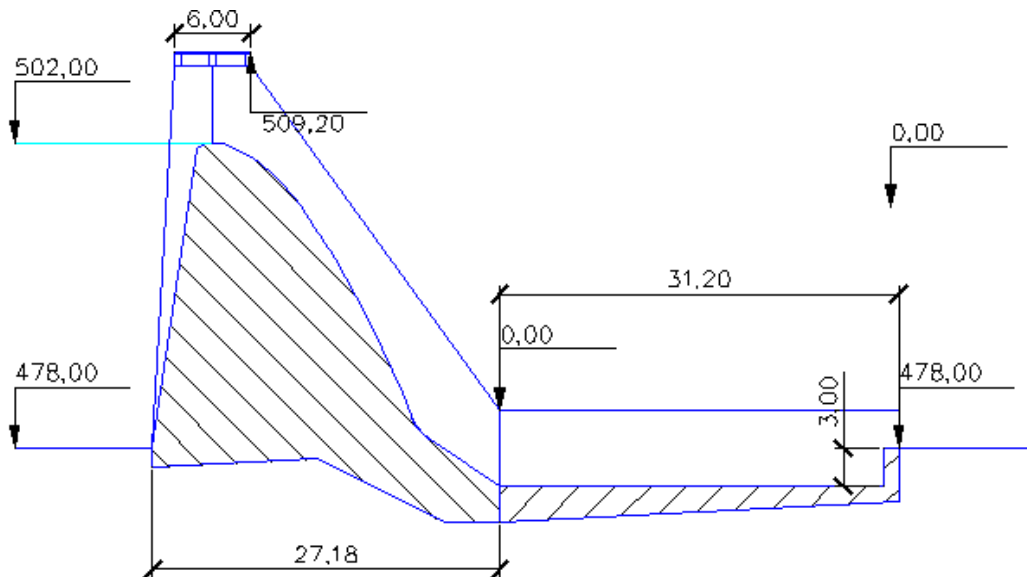
5.3.1. Embalse

El embalse está formado por la circunscripción de la curva a nivel de 124.00 msnm en el caso crítico de demasías. La curva a nivel de 122.50 msnm, será la circunscripción normal del embalse que estará variando a diario en condiciones normales de operación. El área de embalse cubre una superficie de 1,624,940 m² con un volumen medio de 22,967,895 m³ si hay llena. Está previsto que en un día de lluvia de un mes lluvioso de un año húmedo, pueda estar pasando por encima del vertedero una lámina de agua de 1.5 m de grueso, que permite contar con la llena total de embalse, en una avenida de 100 años de recurrencia.

5.3.2. Presa

Un dique que cierra el cauce del río y obliga a que toda el agua que se encuentra por debajo de la cota de su cresta entre a la conducción de la bocatoma que tendrá dos entradas, una para cada turbina y de la misma forma un desagüe de fondo, debajo de las entradas y al centro de las mismas, para limpieza y desarenación, la forma de la presa básica es triangular isoscélica.

Figura 13. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Perfil longitudinal de la presa



Fuente: Extraído de los archivos del desarrollador

Este dique, se fabrica en concreto masivo y se diseña con concreto estructural reforzado, en las partes donde está la estructura de aducción que conduce el caudal hacia las turbinas en la casa de máquinas a partir de la bocatoma y en la parte que tiene estructura de desagüe de fondo para desfogue por purga de sedimentos.

Los muros del dique que no están diseñados para verter agua, tienen concreto RCC, concreto masivo de resistencias menores que trabajan básicamente a compresión, de adentro hacia fuera y de abajo hacia arriba. Las mezclas de concreto serán las apropiadas para cada sector y para cada nivel de colada de concreto, según el diseño definitivo del dique donde se aplicará el sistema RCC o de concreto compactado a rodillo (“*Roller Compacted Concrete*” por sus siglas en inglés).

Cuadro 2. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Características principales de la presa

Descripción	Datos y dimensiones
Longitud	139.35 m
Altura total hasta la cresta	28 m
Ancho total de la base en muro seco	35 m
Forma básica	Triangular isoscélica
Volumen de concreto	60,892 m ³

Fuente: Elaboración propia en base a memoria descriptiva del proyecto

5.3.3. Bocatoma

La bocatoma permite colocar no solamente la rejilla de entrada sino también la estructura de conducción que lleva el agua a las turbinas y de desfogue o desagüe de fondo que limpia y evacúa sedimentos. Esta obra, fabricada de concreto reforzado, tiene su diseño estructural para soportar cargas, tanto de presión hidrostática, presión dinámica en el inicio del movimiento del caudal de entrada como la presión de reflujo cuando se suspende el movimiento del caudal al cierre de las válvulas de control.

Alberga las compuertas tipo guillotina que se movilizan de arriba para abajo y viceversa, en un canal diseñado específicamente para ello, lubricado especialmente, con volante de operación manual y que también se mueve en forma normal, por medio mecánicos automatizados con un torno con suficiente torque y potencia para hacer el trabajo bajo presión, que se acciona desde los controles de la casa de máquinas por control electrónico a distancia.

Este torque, accionado con motor eléctrico, deberá estar alimentado con energía proveniente no solo de la central propiamente dicha, sino también de la planta de emergencia accionada a combustible Diesel que se encuentra instalada en la casa de máquinas y debe tener controles que permitan el manejo por interruptores en el cambio automático de energía e incluso, en caso de emergencia, en forma manual por volante.

5.3.4. Casa de máquinas

La casa de máquinas en una Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH) comprende básicamente la casa donde están ubicados los equipos de generación: las turbinas, los generadores propiamente dichos, los tableros de controles, los equipos auxiliares, la planta de emergencia, los equipos de control de emergencias, siniestros e incendios y la grúa que permite el recambio de las unidades.

Dada las características de este proyecto, donde se dispone de un pequeño salto de agua y un gran caudal de agua, el diseño resultante es específico para turbinas tipo Kaplan de eje vertical y que se refiere a la casa de máquinas del proyecto El Camalote, que consta de dos unidades turbogeneradoras, sus válvulas de mariposa para el control de ingreso del agua y sus tuberías de desagüe, para evacuar el agua turbinada.

Cuadro 3. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Características principales del equipo electromecánico según dimensionamiento actual

Descripción	Datos y dimensiones
Tipo de turbinas	Kaplan eje vertical
Número de unidades	2
Potencia de las turbinas	4.25 MW
Tipo de generadores	síncronos
Capacidad de los generadores	5.31 MVA
Voltaje de generación	13.8 K V
Volumen de concreto	2,400 m ³

Fuente: Elaboración propia en base a memoria descriptiva del proyecto

La casa de máquinas está diseñada en concreto reforzado de tipo estructural en dos niveles perfectamente definidos. Una planta para la instalación y cimentación de la turbina, la tubería de entrada y la tubería de desagüe que están sumergidas. Se estima un volumen total de concreto del orden de 2,400 m³.

5.3.5. Subestación elevadora

Se pretende elevar el voltaje de generación a 34.5 KV y transmitir la energía a la línea red de distribución de DEORSA, se construirá una subestación cercana a la casa de máquinas compuesta por un transformador trifásico. La subestación se construirá al costado de la casa de máquinas, integrada por los siguientes equipos:

- Un (1) Transformador Elevador de 13.8 a 34.5 KV de 10/12 MVA OA/FA. con transformadores de corriente en los “bushings”.
- Tres (3) Transformadores para servicio de distribución del área de 13.8 KV/240V 3X160 KVA.

5.3.6. Línea de interconexión y subestación de maniobra

Se contempla la construcción de una línea de interconexión de 9.3 Km longitud en 34.5 KV, desde la casa de máquinas hasta la línea de DEORSA ubicada sobre la carretera Melchor-Santa Elena.

Figura 14. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Trazo de línea de interconexión a la red de DEORSA



Fuente: Elaboración propia en base a descripción del proyecto

Las principales características de la línea de interconexión se muestran a continuación.

Cuadro 4. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Características principales de la línea de interconexión

Descripción	Datos y dimensiones
Longitud:	9.3 Km
Capacidad	12 MVA
Voltaje nominal	34.5 KV trifásico
Tipo de estructura	Postes de 15 metros DAN 500 para las estructuras de paso y doble pin y DAN 800 para las estructuras de doble remate, remate con ángulo, remate final y tipo H
Conductor	ASCR 266 mcm Patridge
Hilo de guarda	cable de fibra óptica tipo OPGW de 12 hilos
Aislamiento	de espiga clase 55 - 4 para las estructuras de paso y doble pin y de polímero para 27 KV para las estructuras de remate
Pararrayos	tipo auto valvular de polímeros para 27 KV a cada 1,000 metros con tratamiento de puesta a tierra menor o igual a los 10 ohmios
Recloser	trifásico de accionamiento en grupo 34.5 KV con mando electrónico, el cual podrá ser operado a distancia por medio de señal de fibra óptica

Fuente: Elaboración propia en base a descripción del proyecto

6. ANÁLISIS DEL MERCADO

Según el marco regulatorio del mercado eléctrico de Guatemala, la generación de electricidad se puede desarrollar en cualquier punto de interconexión del Sistema Nacional Interconectado y el despacho económico lo realizará el Administrador del Mercado Mayorista para el cubrimiento de la demanda nacional.

El presente capítulo contempla el análisis de la demanda y oferta de electricidad, matriz energética, precios de electricidad y opciones de comercialización, con lo cual se analiza en forma integral el comportamiento del mercado de eléctrico de Guatemala y las implicaciones que este tiene con la generación hidroeléctrica.

6.1. Descripción del producto

Los productos que se pretenden comercializar son los siguientes:

6.1.1. Energía eléctrica

Que se puede definir como la capacidad de producir un trabajo a través del movimiento de electrones¹⁹. La unidad de medida comúnmente utilizada para medir la energía eléctrica es el kilovatio hora (kWh), sin embargo, por el volumen de generación de las centrales eléctricas se prefiere la utilización del megavatio-hora (MWh). Algunos múltiplos son:

$$1 \text{ MWh} = 1,000 \text{ kWh}$$

$$1 \text{ Gwh} = 1,000 \text{ MWh}$$

6.1.2. Potencia eléctrica

Por parte del proyecto hidroeléctrico, es la capacidad de producir una cantidad de energía en un momento dado. La unidad de medida utilizada es el Kilovatio (KW). El múltiplo más utilizado es:

$$1 \text{ MW} = 1,000 \text{ KW}$$

Sin embargo, la cantidad máxima de potencia que se puede comprometer en contratos es aquella que como mínimo el 95% del tiempo está o puede estar disponible para cubrir la demanda de las horas pico (6 a 9 de la noche).

Tanto la energía y potencia producidos por el proyecto hidroeléctrico serán entregados en el nodo de interconexión con la red del INDE en un voltaje de 34.5 KV.

¹⁹ Roldán Viloría, José. Prontuario Básico de Electricidad

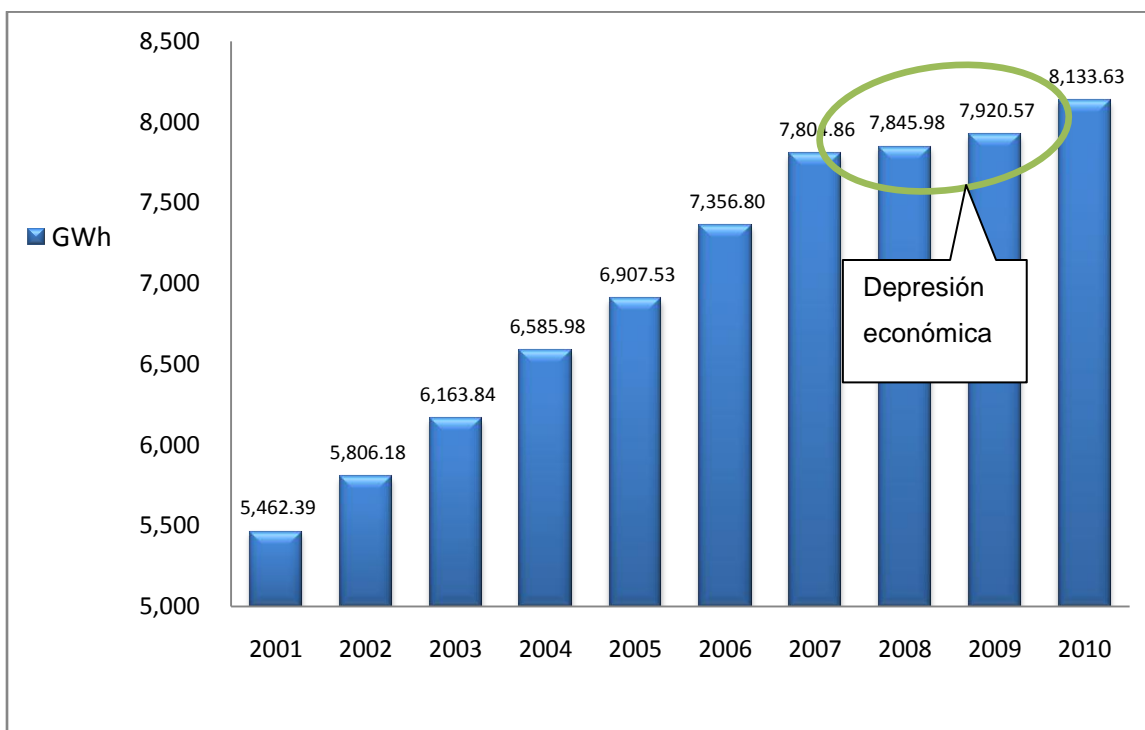
6.2. Análisis de la demanda eléctrica nacional

La electricidad por sí misma no dispone de un sentido propio, sino, que es utilizada por los seres humanos para hacer funcionar equipos, máquinas, aparatos o cualquier dispositivo eléctrico que proporciona un servicio o aplicación. A continuación se analizará el comportamiento de la demanda de electricidad y poder con ello determinar oportunidades de venta asociadas a la generación del proyecto hidroeléctrico.

6.2.1. Comportamiento histórico de la demanda nacional de electricidad

La demanda de energía eléctrica durante los últimos años ha reportado un crecimiento promedio anual del orden del 5.50%, representando un requerimiento de energía de aproximadamente 378.82GWh al año. En la figura que se muestra a continuación, se observa la evolución anual de la demanda de energía eléctrica del Sistema Nacional Interconectado para el período 2001-2010.

Figura 15. Guatemala. Sistema Nacional Interconectado. Evolución de la demanda de energía eléctrica. Período: 2001-2010

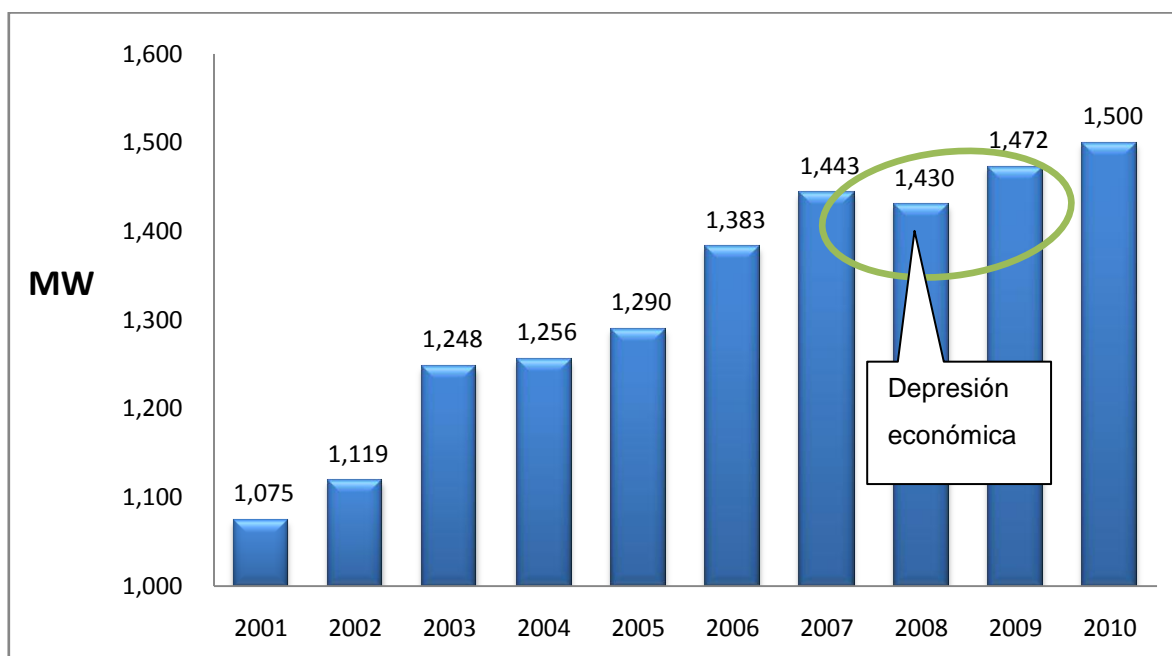


Fuente: Elaboración propia en base a informes estadísticos del AMM

Como se puede observar el comportamiento anual de la demanda del Sistema Nacional Interconectado para el período 2001- 2007, presentó un comportamiento muy estable, con una tasa de crecimiento interanual del orden del 6.1%, sin embargo, en el año 2008 el crecimiento fue únicamente del 0.5%, el cual puede ser atribuido a la depresión económica mundial que impactó al país. En los años 2009 y 2010 se reportaron crecimientos anuales del 1.0% y 2.7%, lo que indica que tanto la economía como la demanda se recupera.

En cuanto al comportamiento de la demanda de Potencia eléctrica, para el período 2001-2007 se ha reportado un crecimiento promedio aproximado del 5.1% anual y del 1.3% del 2008 al 2010, como se puede observar en la figura siguiente.

Figura 16. Guatemala. Sistema Nacional Interconectado. Evolución de la demanda de Potencia. Período: 2001-2010



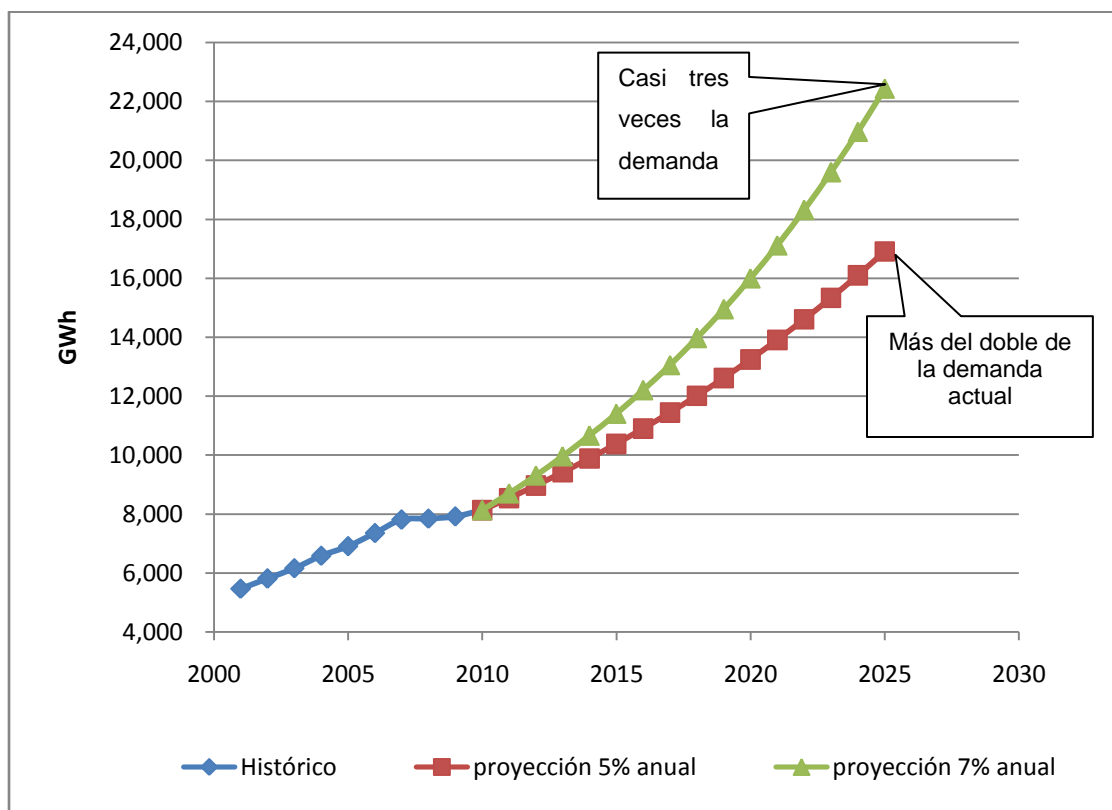
Fuente: Elaboración propia en base a informes estadísticos del Administrador del Mercado Mayorista

El comportamiento del factor de carga para el período 2001-2010, nos muestra un mejoramiento de este factor, que en términos generales ha subido del 57% en 2003 al 62% en 2010. Proyecciones de demanda de electricidad

6.2.2. Proyecciones de la demanda de electricidad a nivel nacional

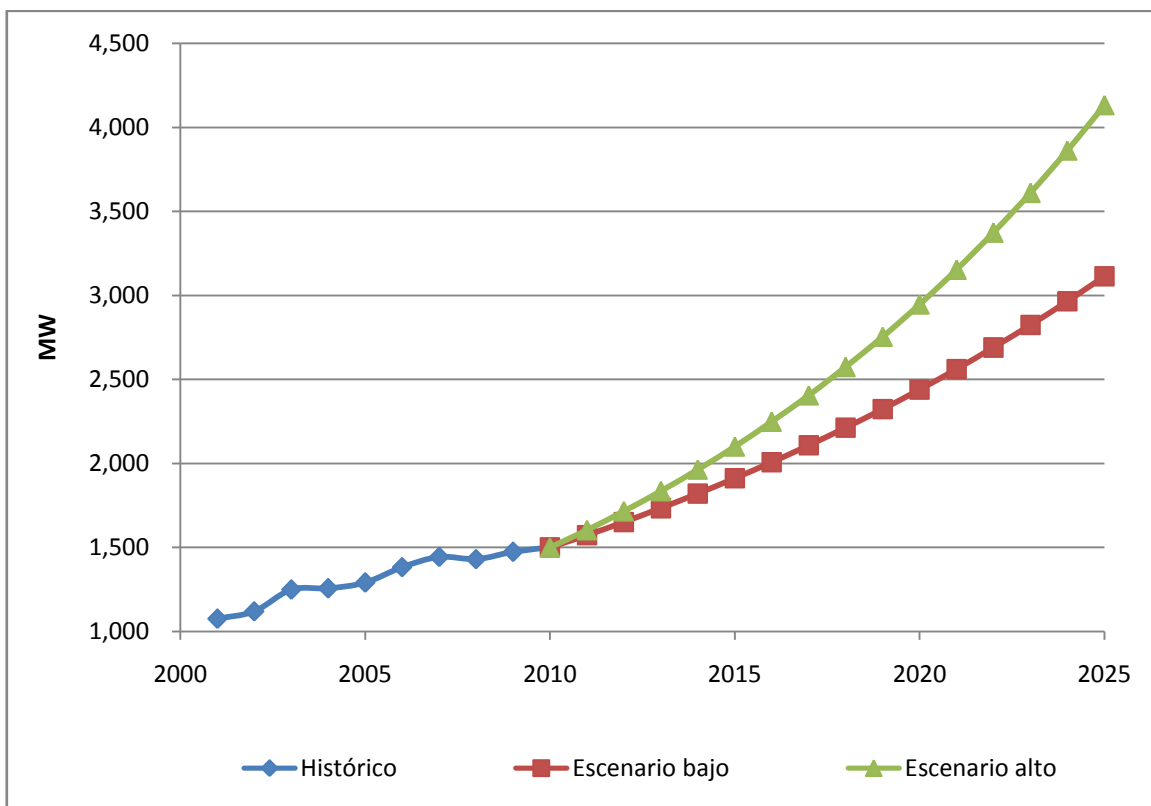
Para determinar la demanda de energía y potencia, se tomó como base el año 2010 y se asumieron dos escenarios de crecimiento económico del 5% anual para el escenario bajo y del 7% para el escenario alto, tomando en cuenta que la demanda de energía eléctrica es un reflejo de la economía. Para el caso de la potencia, ésta se infirió en base a la energía proyectada asumiendo un factor de carga del sistema del 62%. A continuación se muestran los resultados obtenidos para un horizonte de análisis de 15 años.

Figura 17. Guatemala. Sistema Nacional Interconectado. Comportamiento histórico y proyección de demanda de energía eléctrica. Período: 2001 - 2025



Fuente: Elaboración propia en base a tenencia histórica

Figura 18. Guatemala. Sistema Nacional Interconectado. Proyección de la demanda de potencia. Período: 2001 - 2025



Fuente: Elaboración propia en base a tendencia histórica

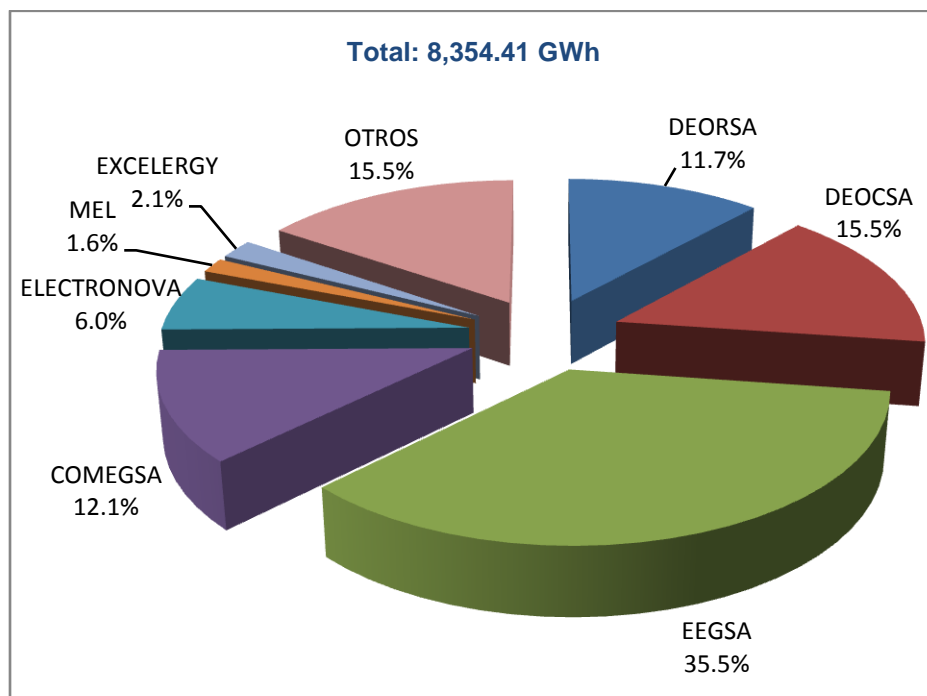
Estas proyecciones de demanda establecen una oportunidad para la venta de la electricidad producida por el proyecto hidroeléctrico El Camalote.

6.2.3. Consumidores de energía eléctrica en Guatemala

La demanda de energía eléctrica del país es representada ante el Mercado Mayorista por los siguientes Agentes del mercado: Distribuidores, Comercializadores y Grandes Usuarios

En la siguiente figura se muestra la composición del consumo de energía eléctrica del Sistema Nacional Interconectado para el año 2011.

Figura 19. Guatemala. Sistema Nacional Interconectado. Participación de los agentes del Mercado en el consumo de energía eléctrica. Año 2011



Fuente: Elaboración propia en base al Informe Estadístico 2011, Administrador del Mercado Mayorista

Se puede observar que el 67.7% del total de la energía consumida está representada por las empresas distribuidoras. El agente que representa mayor consumo de energía es la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. con 36.02%, que distribuye la energía eléctrica en el área central y sur del país, específicamente los departamentos de Guatemala, Sacatepequez y Escuintla. Otro agente que destaca en el consumo es la Comercializadora Eléctrica de Guatemala S.A. (COMEGSA) 12.1%. Sin embargo, la energía y potencia generada por el proyecto hidroeléctrico puede ser comprometida en contratos con cualquier agente consumidor debidamente acreditado en el Mercado Mayorista.

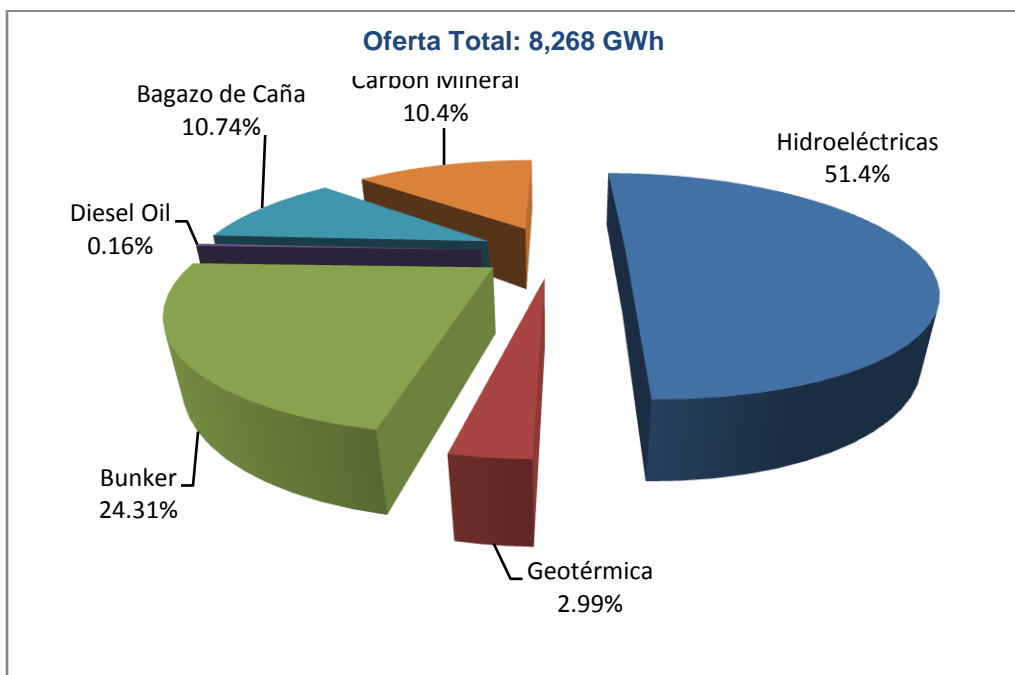
6.3. Análisis de la oferta

El análisis de la oferta de electricidad según la normativa que regula el sector eléctrico de Guatemala, está asociado directamente al despacho económico del mercado, los costos variables de las centrales generadoras que se encuentran instaladas en el país y la matriz de generación eléctrica derivada de ello

6.3.1. Matriz de generación eléctrica

Se ha podido determinar que la matriz de generación de energía eléctrica aún depende de plantas de generación que utilizan derivados de petróleo, lo que conlleva a precios de energía a corto plazo muy elevados, sin embargo, al año 2012 cerca del 65% de la generación eléctrica es por recursos renovables, como se muestra a continuación.

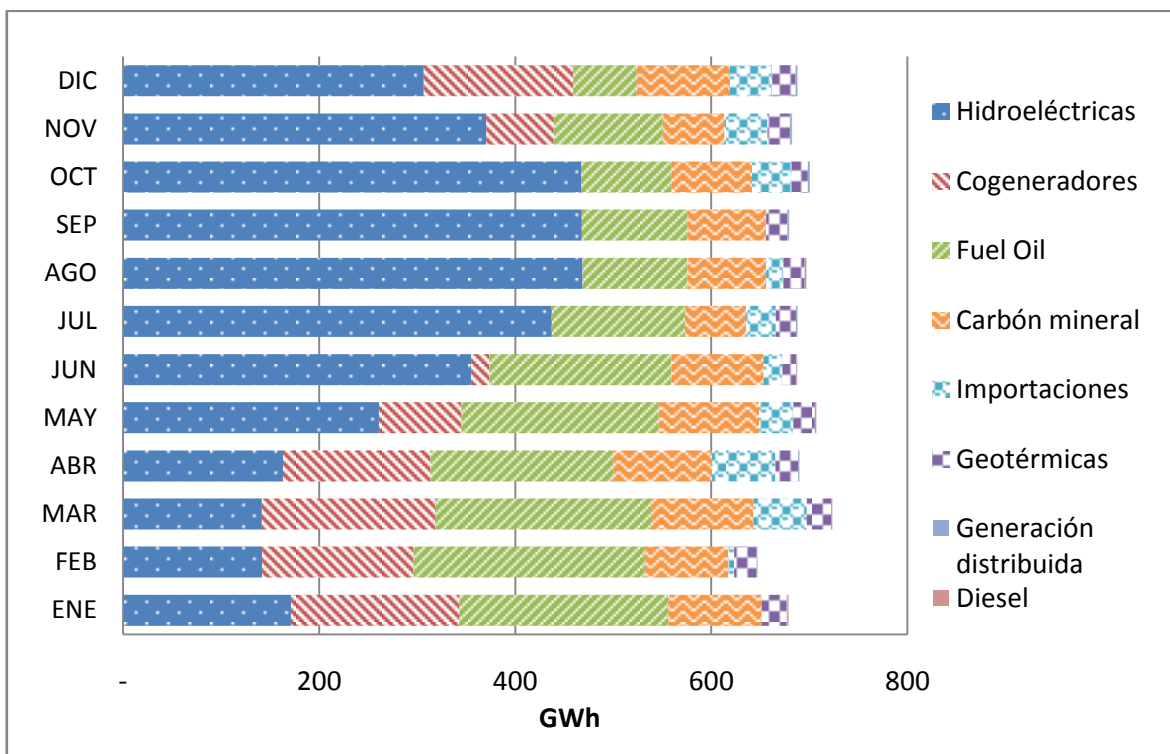
Figura 20. Sistema Nacional Interconectado de Guatemala. Generación por tipo de energético. Año 2012



Fuente: Elaboración propia en base a informe estadístico del AMM. Año 2012

Es importante también conocer el comportamiento de la generación por tipo de planta durante el año, lo cual nos sirve para identificar las complementariedades que se dan entre las distintas tecnologías para asegurar el abastecimiento de la demanda eléctrica.

Figura 21. Guatemala. Sistema Nacional Interconectado. Generación mensual por tipo de planta. Año 2011



Fuente: Elaboración propia en base a Informe estadístico 2011, Administrador del Mercado Mayorista

Como se observa en la figura anterior, el carbón mineral tiene un comportamiento muy constante durante el año, mientras que los cogeneradores y la generación bunker o fuel oil complementan la disminución de la generación hidroeléctrica en la época seca. Esto desde ya, proporciona una oportunidad para el proyecto hidroeléctrico de competir en el mercado nacional desplazando generación térmica a base de bunker, que presenta actualmente los costos variables más altos.

6.3.2. Participación en el mercado

Según lo reportado por el Administrador del Mercado Mayorista en su Informe Estadístico 2012, para dicho año, la oferta total de electricidad del Sistema Nacional Interconectado reportó 8,268 GWh y se estima que el proyecto hidroeléctrico genere en 50 y 65 GWh, para una participación máxima del 0.78% en términos de energía. En términos de potencia, la demanda máxima del sistema Nacional Interconectado es alrededor de los 1,500 MW y tomando como referencia una potencia máxima atribuible al recurso de 18 MW, indica una participación máxima del 1.2%.

En virtud que el proyecto hidroeléctrico El Camalote tendría una baja representatividad en las transacciones del Mercado Mayorista y a la existencia de generación a través de recursos fósiles con altos costos variables, muy superiores al de las centrales hidroeléctricas, así como el crecimiento continuo de la demanda, esto indica una alta probabilidad que el mercado eléctrico mayorista requiera su energía y potencia para el cubrimiento de la demanda nacional.

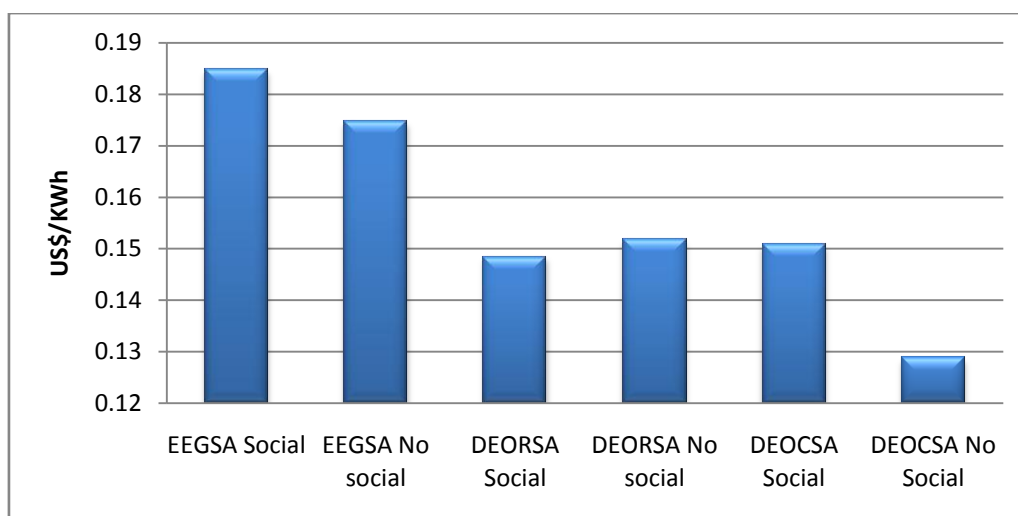
6.4. Análisis de precios

A continuación se realizará un análisis de los precios de electricidad en Guatemala y tomando en cuenta las tendencias del mercado a efecto de determinar los rangos de precios a los cuales se puede vender la generación del proyecto hidroeléctrico.

6.4.1. Tarifas eléctricas

Para efecto de análisis se considerarán únicamente las tarifas eléctricas en baja tensión simple BTS, que son precios monómicos que incluyen potencia y energía, en virtud que se conoce plenamente el desglose de los rubros que la conforman, reflejan los precios de venta actuales y no tienen distorsión por aplicación de subsidios. A continuación se muestra un comparativo del costo de generación incluido en las tarifas de las distribuidoras EEGSA, DEOCSA y DEORSA.

Figura 22. Costo de generación incluido en pliegos tarifarios para usuarios regulados. Diciembre 2012



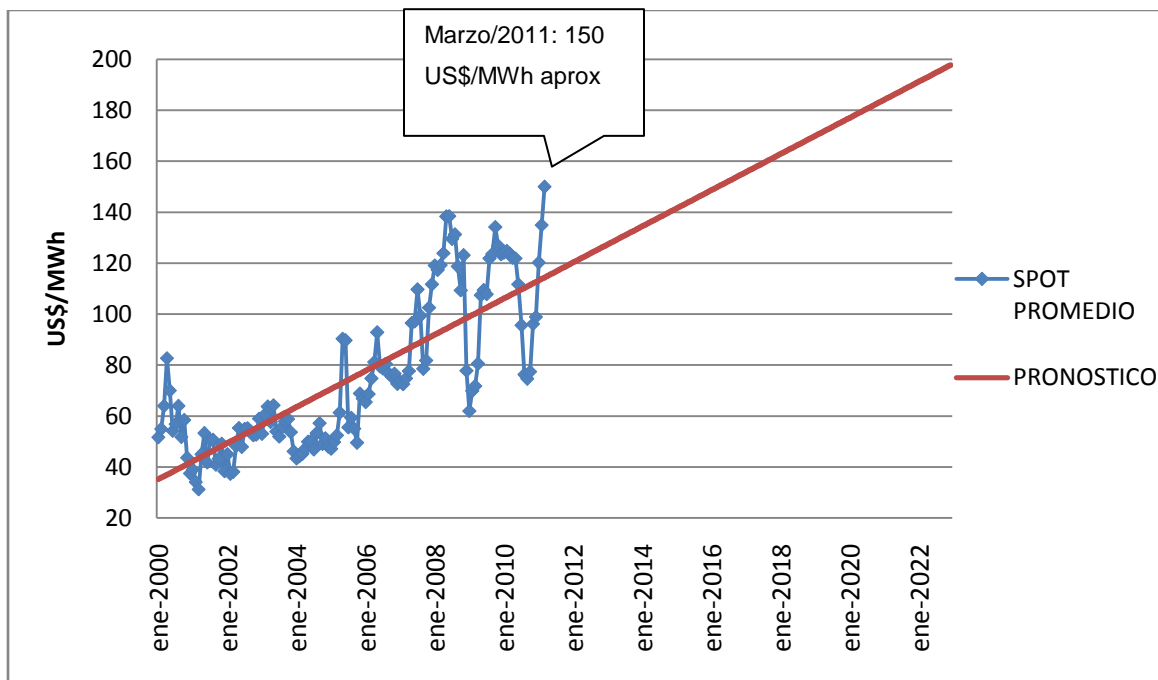
Fuente: Elaboración propia en base a desglose de tarifas eléctricas a diciembre 2012. Se utilizó una tasa de cambio de 7.8 Q/US\$

Al comparar el desglose de la tarifa BTS de las empresas distribuidoras, se determina un costo promedio de generación del orden de US\$0.16/KWh, el cual puede considerarse como un precio monómico representativo del país, en virtud que estas distribuidoras atienden cerca del 66% del consumo nacional.

6.4.2. Análisis del precio Spot

Debido a la estructura del parque generador de Guatemala, donde cerca del 25% es dependiente de derivados de petróleo, ha provocado que el comportamiento del precio Spot sea muy similar al comportamiento de los precios internacionales de petróleo, reportando precios arriba de US\$150 /MWh. En la figura siguiente se muestra este comportamiento y una proyección lineal.

Figura 23. Sistema Nacional Interconectado. Comportamiento histórico del precio Spot y proyección lineal. Período 2000 - 2022



Fuente: Elaboración propia en base a información histórica del precio SPOT. Informes Estadísticos del Administrador del Mercado Mayorista

Tomando en cuenta esta proyección, se estima que para el año 2022 el precio SPOT promedio reporte un valor de US\$200/MWh, como se muestra en la figura siguiente. Sin embargo, está sujeta a que se mantengan las condiciones y características del parque generador (matriz energética de generación actual), por lo que ésta proyección debe considerarse únicamente con fines ilustrativos.

Como complemento a este análisis se espera el ingreso predominante de centrales hidroeléctricas y de carbón, por lo que se puede suponer que para el año 2020 sean las plantas de carbón las que marginen y con lo cual el precio SPOT estaría estabilizándose a no más de US\$100/MWh.

6.4.3. Licitaciones

El marco regulatorio vigente en Guatemala, exige a las empresas Distribuidoras de electricidad contratar la totalidad de sus requerimientos de electricidad, por medio de licitaciones abiertas; esto con el objetivo de adicionar nuevas centrales de generación y garantizar el abastecimiento a largo plazo. Las licitaciones se realizan a través de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y se orientan en base a los Planes de Expansión del Sistema de Generación –PEG- desarrollados según el Reglamento de la Ley General de Electricidad.

Licitación abierta PEG-1-2010

Las empresas de distribución: Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A. (EEGSA), Distribuidora de Electricidad de Occidente, S. A (DEOCSA) y Distribuidora de Electricidad de Oriente, S. A. (DEORSA) a través de la Licitación denominada PEG-1-2010 lanzada en febrero de 2011 realizaron invitación a todas aquellas empresas interesadas en participar en el proceso de licitación de 800 MW potencia y energía eléctrica asociada, para el suministro de sus usuarios, para el período 2015-2030. En esta licitación contempló un mínimo del 60% de energía a través de energías renovables y una oferta virtual de **US\$114.17/MWh** en precio monómico. Las adjudicaciones realizadas se muestran a continuación:

Cuadro 5. Guatemala. Licitación Abierta PEG-1-2010. Resultados de empresas adjudicadas

Empresa Adjudicada	Potencia		Precios ofertados		
	Licitación (MW)	Máxima (MW)	Potencia US\$/KW-mes	Energía (US\$/MWh)	O&M (US\$/MWh)
INDE	75	79.425	7.9	72.8	7.28
Vehículo de Contratación de Energía, S. A.	6.57	10.9	45.02	20.13	2.01
Vehículo de Contratación de Energía, S. A.	8	8.55	40.07	20.57	2.05
Generadora Nacional, S.A.	24	40	8.9	79.83	7.98
Generadora Nacional, S.A.	10	21	8.9	81.11	8.11
Hidro Xacbal, S. A.	60	97.053	8.9	90	9
Hidroeléctrica El Cóbano, S. A.	8.36	10	13.31	85.55	8.55
Hidroeléctrica Tres Ríos, S. A.	4.99	14	8	89.1	8.91
Agropecuaria Altorr, S. A.	N/A	1.5	N/A	91.67	18.33
Arrendamientos Industriales, S.A.	N/A	2	N/A	78.95	15.79
Arrendamientos Industriales, S.A.	N/A	2.98	N/A	94.31	18.86
Hidroeléctrica Samuc, S. A.	N/A	0.84	N/A	95.83	19.16
Agroprop, S.A	N/A	0.98	N/A	97.92	19.58
El Sarral, S. A.	N/A	2.4	N/A	99	19.8
Xolhuitz Providencia, S. A.	N/A	4	N/A	94.95	18.89
Total	196.92				

Fuente: Elaboración propia en base a resultados de la licitación PEG-1-2010

Licitación abierta PEG-2-2012

En virtud que en la licitación PEG-1-2010 únicamente se adjudicaron cerca de 200 MW, en el año 2012 se lanzó la licitación PEG-2-2012, para la contratación de 600 MW, con la diferencia que el precio virtual se estableció por tecnología de generación como se muestra a continuación:

Cuadro 6. Guatemala. Licitación abierta PEG-2-2012. Precios virtuales asignados por tecnología de generación

Combustible	Precio monómico (US\$/MWh)
Bunker	221.8
Carbón	111.9
Gas Natural	135.8
Hidráulico	131.4
Eólica	136.5
Solar	203.9
Biomasa	124.5
GDR Hidráulico	125.0

Fuente: Elaboración propia en base a documentos de la licitación abierta PEG-2-2012

Los resultados de dicha licitación se muestran a continuación:

Cuadro 7. Guatemala. Licitación abierta PEG-2-2012. Adjudicaciones de centrales de generación con potencia garantizada

Oferente	Tipo Generacion	Estado	PG (MW)	PGMn (MW)	PGMx (MW)
37 (GN) Caribe	NoRen	TransInter	120,00	100,00	120,00
26 (H) Renace C2	Ren	Nueva	90,00	60,00	90,00
2 (H) ELG	Ren	Nueva	42,00	42,00	42,00
26 (H) Renace C3	Ren	Nueva	40,00	30,00	40,00
8 (B) Magdalena C5	Ren	Nueva	16,00	12,00	16,00
32 (B) Grupo Generador	NoRen	Nueva	20,00	10,00	20,00
6 (H) San Mateo	Ren	Nueva	18,50	18,50	18,50
26 (H) Renace C1	Ren	Existente	20,00	20,00	20,00
40 (H) GNacional C1	Ren	Nueva	14,00	14,00	14,00
17 (H) Inver Agri	Ren	Nueva	8,12	8,12	8,12
31 (H) Pasabién	Ren	Existente	9,79	9,00	9,79
27 (H) Polochic	Ren	Nueva	10,00	10,00	10,00
7 (H) San Andres	Ren	Nueva	6,75	6,75	6,75
35 (H) Hidrosacpur C2	Ren	Nueva	6,00	6,00	6,00

Fuente: Informe de resultados de la licitación PEG-2-2012

Cuadro 8. Guatemala. Licitación abierta PEG-2-2012. Adjudicaciones de centrales de generación sin oferta firme

Central Generadora	Tipo de Generación	Tipo de central	Estado	Potencia (MW)
Servicios en Generación	Renovable (GDR)	Hidroeléctrica	Existente	0.70
El Prado	Renovable (GDR)	Hidroeléctrica	Existente	0.70
Las Victorias C1	Renovable (GDR)	Hidroeléctrica	Nueva	0.75
Las Victorias C2	Renovable (GDR)	Hidroeléctrica	Nueva	0.95
El Cedro C3	Renovable (GDR)	Hidroeléctrica	Nueva	1.00
Samuc	Renovable (GDR)	Hidroeléctrica	Nueva	1.50
El Cedro C1	Renovable (GDR)	Hidroeléctrica	Nueva	1.50
El Cedro C2	Renovable (GDR)	Hidroeléctrica	Nueva	1.50
Coralito	Renovable (GDR)	Hidroeléctrica	Nueva	1.75
Oscana	Renovable (GDR)	Hidroeléctrica	Nueva	1.75
GNacional C2	Renovable (GDR)	Hidroeléctrica	Nueva	1.90
Sol del Campo	Renovable (GDR)	Hidroeléctrica	Nueva	1.90
San Luis	Renovable (GDR)	Hidroeléctrica	Nueva	2.00
Regional C1	Renovable (GDR)	Hidroeléctrica	Nueva	2.00
Maxanal	Renovable (GDR)	Hidroeléctrica	Nueva	2.10
Proyectos	Renovable (GDR)	Hidroeléctrica	Nueva	3.00
Regional C2	Renovable (GDR)	Hidroeléctrica	Nueva	3.10
Hidosacpur C1	Renovable (GDR)	Hidroeléctrica	Nueva	3.71
AGEN	Renovable (GDR)	Hidroeléctrica	Nueva	4.20
Arimany	Renovable (GDR)	Hidroeléctrica	Nueva	5.00
GNacional C3	Renovable (GDR)	Hidroeléctrica	Nueva	5.00
Sibo	Renovable	Solar fotovoltaica	Nueva	5.00
Viento Blanco	Renovable	Eólico	Nueva	21.00
TRESA C1	Renovable	Eólico	Nueva	30.00
San Antonio	Renovable	Eólico	Nueva	50.00
Rainbow	Renovable	Solar fotovoltaica	Nueva	50.00

Fuente: Informe de resultados de la licitación PEG-2-2012

Como se puede observar, los precios monómicos máximos de referencia para la comercialización del proyecto hidroeléctrico son los reflejados en las licitaciones ya indicadas, entre el rango de US\$114.17/MWh y US\$131.4/MWh, por lo que se deberá realizar la combinación entre energía y potencia para aproximarse a estos precios.

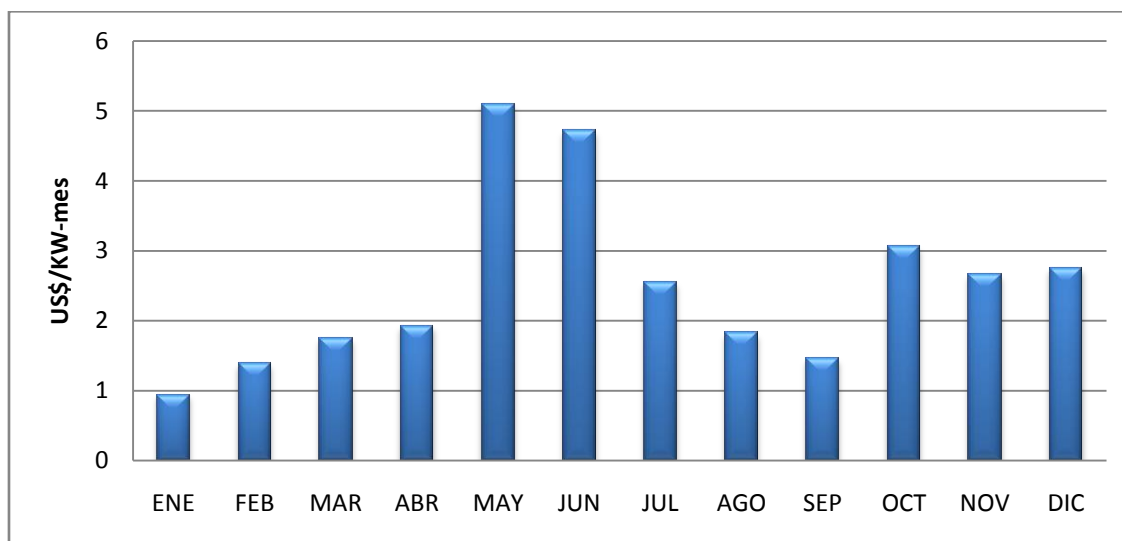
Por otro lado, es importante indicar que existe a la fecha oportunidad de aplicar a los mecanismos de licitación, ya que tanto en la PEG-1-2010 como la PEG-2-2012 no se adjudicó la totalidad de la demanda licitada, y este proceso de licitaciones según la normativa debe ser continua en el tiempo.

6.4.4. Análisis del precio de la potencia eléctrica

El precio de la potencia que una central generadora puede vender en el mercado eléctrico, en forma referencial se puede obtener a través de los reportes de los desvíos de potencia, los cuales están establecidos en la normativa del subsector eléctrico como las diferencias entre la potencia comprometida en contratos y la que realmente se demandó o se ofertó. En este sentido, para aquellos generadores que no llegaron a cubrir la oferta de potencia de su contrato, deberán comprar el restante en el Mercado Mayorista, llamándose a ello desvío de potencia.

El precio de los desvíos de potencia es fijado por el Administrador del Mercado Mayorista en base al precio de referencia de la potencia, el cual mide el riesgo de faltantes. Este Precio de Referencia de la potencia lo ha definido el AMM por el valor de US\$8.9/KW-mes y también es el precio de los desvíos de potencia negativos. En cuanto al precio de los desvíos de potencia positivos, estos son una función de la demanda de potencia, por lo que son variables en el tiempo. A continuación se muestra el comportamiento reportado del precio de los desvíos de potencia positivos para el año 2011.

Figura 24. Mercado Mayorista de Guatemala. Comportamiento mensual de los Desvíos de Potencia Positivos. Año 2011



Fuente: Elaboración propia en base a datos del informe estadístico del Mercado Mayorista. 2011

En base a lo anteriormente indicado, se puede suponer que el precio de los desvíos de potencia positivos no es un parámetro de referencia para proponer un precio de venta, y es recomendable tomar en cuenta el precio de referencia establecido por el Administrador del Mercado Mayorista – AMM-.

6.5. Estrategia de comercialización

El Mercado de electricidad guatemalteco ofrece diversidad de opciones para comercializar la energía y potencia eléctrica generada, sin embargo, cada opción presenta ventajas y desventajas, las cuales se analizan en forma específica para el proyecto hidroeléctrico El Camalote, en el siguiente cuadro:

Cuadro 9. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comparativo de opciones comercialización en el Mercado Mayorista

Opción de comercialización	Ventaja	Desventaja
Mercado SPOT	<ul style="list-style-type: none"> No está sujeto a contrato No hay penalizaciones por entrega de energía En la actualidad, precios altos en horas pico 	<ul style="list-style-type: none"> Precio variable y no proporciona estabilidad en el largo plazo
Contratos por diferencias con curva de carga	<ul style="list-style-type: none"> Certeza de compra de energía y potencia 	<ul style="list-style-type: none"> En caso no cumplir con lo ofertado, se compra del mercado de oportunidad
Contratos de potencia sin energía asociada	<ul style="list-style-type: none"> Certeza de compra de potencia 	<ul style="list-style-type: none"> No incluye compra de energía En caso no cumplir con lo ofertado, se compra del mercado de oportunidad
Contratos de Opción de Compra de Energía	<ul style="list-style-type: none"> Certeza de compra de potencia 	<ul style="list-style-type: none"> La venta de la energía está sujeta a que el precio SPOT sea superior al precio de venta pactado Lo que no se compre se vende al SPOT
Contratos por diferencias por la demanda faltante	<ul style="list-style-type: none"> Certeza de compra de potencia 	<ul style="list-style-type: none"> Se depende de lo ofertado por otros agentes
Contratos de energía generada	<ul style="list-style-type: none"> Certeza de compra de la energía 	<ul style="list-style-type: none"> No se puede vender potencia

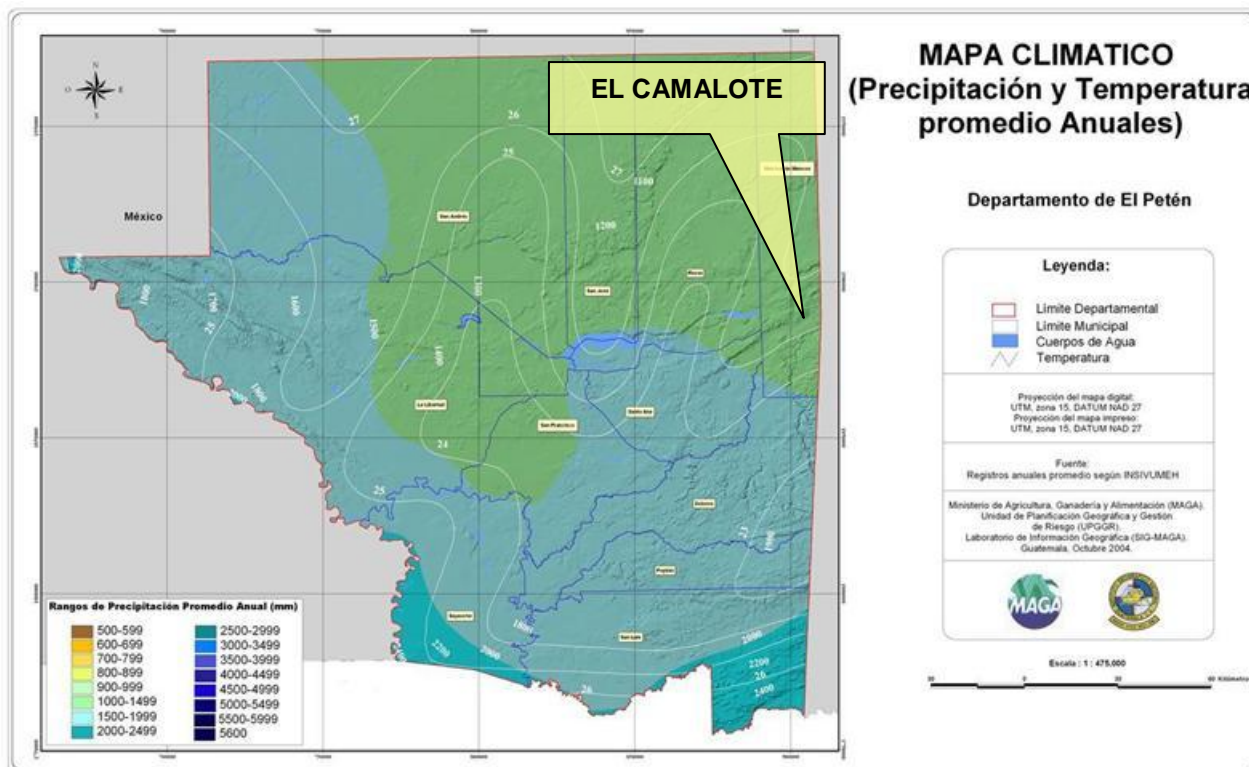
Fuente: Elaboración propia

Tomando en cuenta que el proyecto hidroeléctrico necesita de una gran inversión de capitales para su desarrollo, es necesario fortalecer la certeza de la venta de sus productos en el mercado, por lo que se recomienda descartar las ventas al SPOT, que aunque presenten atractivos de venta en la actualidad no proporcionan certeza para el largo plazo. En este orden de ideas y derivado del comparativo anterior, se recomienda la realización de dos tipos de contratos, uno de venta de potencia firme y otro de energía generada, con lo cual se asegura que toda la energía y potencia generada tenga certeza de compra. Sin embargo, no se descarta la opción de un contrato con diferencias de curva de carga.

En cuanto al punto de venta, a efectos de mitigar riesgos en la entrega de energía, se recomienda vender al agente comprador en el punto de interconexión del proyecto y con ello evitar la gestión de pago de peajes.

asociada al proyecto, varía entre 1500 y 1900 mm por año, lo cual puede observarse en el siguiente mapa.

Figura 26. Mapa climático del departamento de Petén



Fuente: Mapa climático departamento de Petén. MAGA

Como datos de partida para los cálculos hidrológicos se contó con observaciones hidrométricas de las siguientes estaciones:

Cuadro 10. Estaciones hidrológicas ubicadas en el área del proyecto

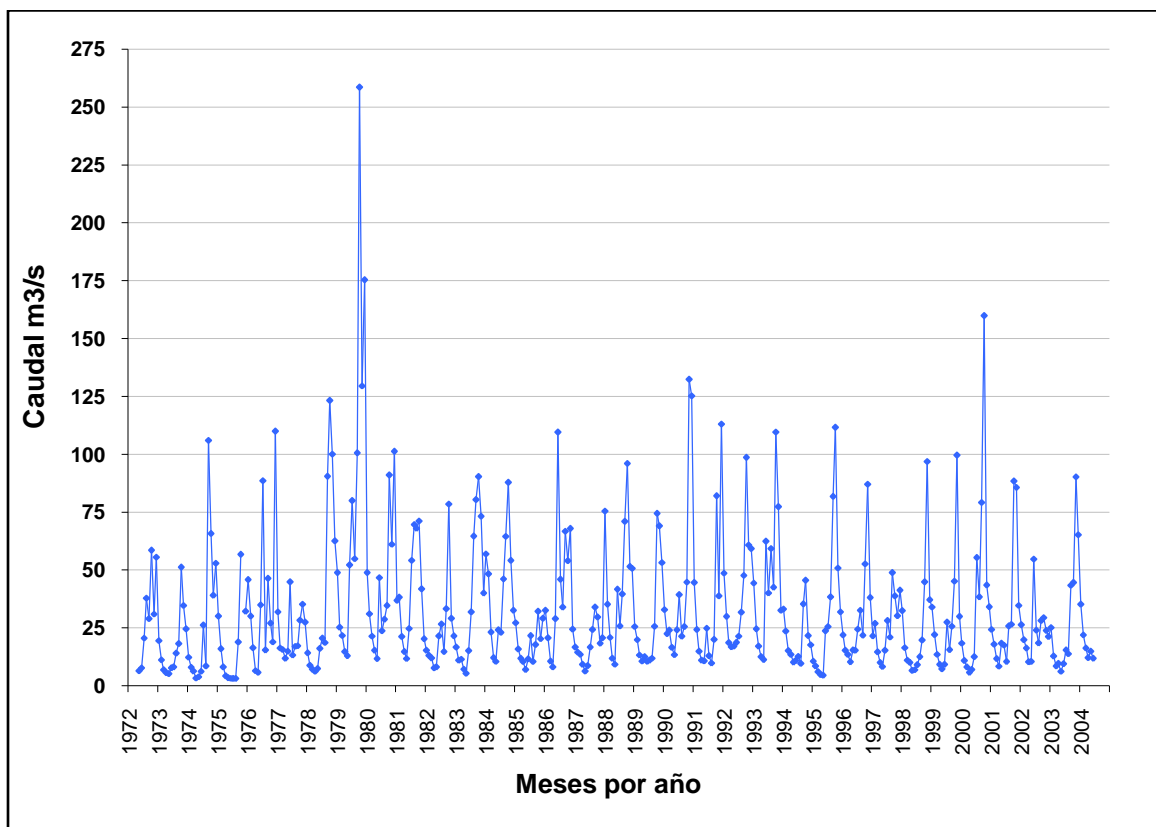
Nombre	Código de la estación	Río	Latitud	Longitud	Propiedad	Período disponible
El Cruzadero	110401	Mopán	16°59'05"	89°15'40"	INDE	1972-2004
El Arenal	110402	Mopán	17°00'40"	89°08'30"	INDE	1972-2004
Chiquibul	110403	Chiquibul	16°55'56"	89°16'11"	INDE	1979-2000

Fuente: Elaboración propia en base a datos de estaciones hidrológicas cercanas al proyecto

Como se puede observar, el INDE es la única institución del Estado de Guatemala que posee información sobre el río Mopán en el área del proyecto, lo cual demuestra que no existe una cultura administrativa enfocada hacia la obtención, recopilación y análisis de la información relativa al potencial energético renovable de Guatemala, que permita reducir el riesgo de cualquier inversionista interesado en el desarrollo de este tipo de proyectos.

Teniendo en cuenta la ubicación de las estaciones hidrométricas, los regímenes climáticos, la similitud de áreas de cuencas y condiciones topográficas se toma como estación base para los cálculos hidrológicos, a la estación El Arenal. A raíz de los datos de dicha estación se elaboraron las siguientes gráficas:

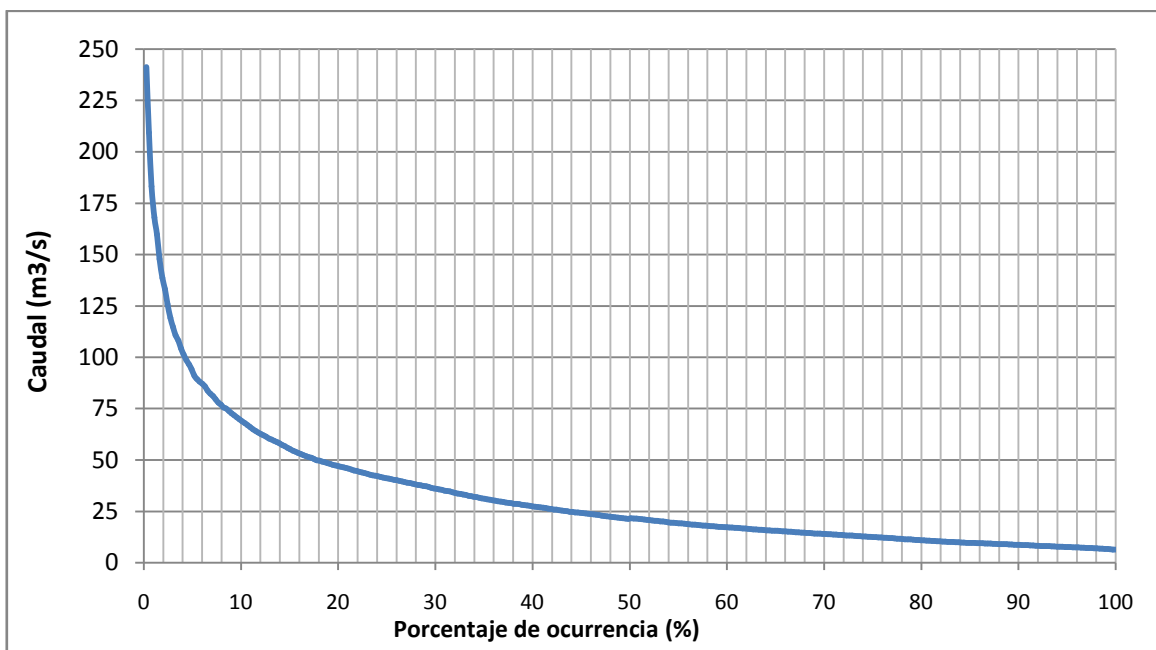
Figura 27. Caudales promedio mensuales río Mopán. Estación hidrológica El Arenal. Período: 1972-2004



Fuente: Elaboración propia en base a caudales mensuales, estación El Arenal

Por otro lado, a través de la utilización de los caudales diarios de la estación el Arenal, se elaboró la curva de duración de caudales promedio interanual, que muestra el porcentaje de ocurrencia de caudales y pieza fundamental en la evaluación del recurso energético.

Figura 28. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Curva de duración de caudales promedio interanual para el sitio de presa



Fuente: Elaboración propia en base a caudales diarios de la estación hidrológica El Arenal

Cuadro 11. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Porcentaje de ocurrencia del caudal hídrico del río Mopán para el sitio de presa del proyecto

% de ocurrencia	Caudal (m³/s)	% de ocurrencia	Caudal (m³/s)
0	241.17	55	19.18
5	90.91	60	17.22
10	68.76	65	15.55
15	55.33	70	13.95
20	47.10	75	12.52
25	41.18	80	10.97
30	35.94	85	9.71
35	31.10	90	8.67
40	27.47	95	7.65
45	24.24	99	6.32
50	21.65		

Fuente: Elaboración propia en base a caudales diarios de la estación hidrológica El Arenal

Tomando en cuenta el comportamiento histórico de los caudales hídricos reportados por las estaciones el Cruzadero y el Arenal, se completó en forma indicativa la serie de caudales promedio mensuales como se muestra a continuación:

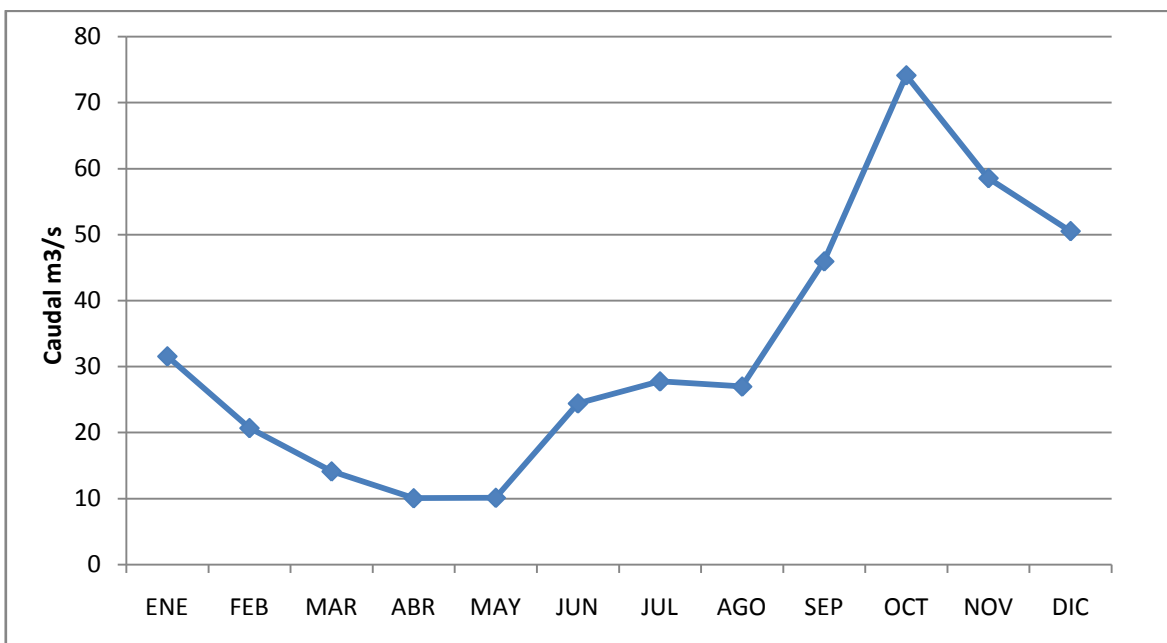
Cuadro 12. Caudales promedio mensuales para la Estación el Arenal. Serie reconstruida. Período 1972 - 2004

Año	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV
1972-1973	6.43	7.77	20.62	37.90	28.96	58.61	30.98	55.59	19.51	11.21	6.89	5.59
1973-1974	5.23	7.68	8.11	14.05	18.24	51.29	34.74	24.53	12.32	8.04	6.37	3.36
1974-1975	3.88	6.26	26.21	8.52	106.06	65.78	39.06	52.96	30.09	16.00	8.13	4.26
1975-1976	3.43	3.21	3.14	3.16	18.89	56.76	179.27	32.16	45.90	30.09	16.40	6.53
1976-1977	5.76	35.01	88.63	15.46	46.46	27.05	18.95	109.99	31.95	16.36	15.64	11.85
1977-1978	14.87	44.87	13.31	17.03	17.32	28.30	35.28	27.46	14.16	8.77	7.19	6.27
1978-1979	7.44	16.16	20.54	18.70	90.50	123.24	100.12	62.60	48.93	25.24	21.73	14.79
1979-1980	12.94	52.18	80.05	54.89	100.59	258.62	129.57	175.38	48.92	31.16	21.47	15.26
1980-1981	11.69	46.76	23.72	28.72	34.65	91.07	61.14	101.27	36.92	38.22	21.25	14.80
1981-1982	11.80	24.78	54.23	69.70	68.07	71.21	41.83	20.25	15.30	13.12	11.97	7.66
1982-1983	8.10	21.55	26.61	14.79	33.28	78.57	29.11	21.53	16.68	11.05	11.52	7.24
1983-1984	5.34	15.14	31.93	64.66	80.45	90.33	73.27	40.01	56.97	48.37	23.23	12.15
1984-1985	10.54	24.18	23.03	46.20	64.57	87.86	54.17	32.61	27.24	15.86	11.90	10.48
1985-1986	7.05	11.58	21.63	10.44	17.79	32.13	20.37	29.09	32.58	20.71	10.57	8.13
1986-1987	28.97	109.55	45.99	33.99	66.79	53.97	68.02	24.47	16.70	14.53	13.60	9.26
1987-1988	6.33	8.65	16.66	24.30	33.94	29.70	18.38	20.75	75.50	35.18	20.90	11.85
1988-1999	9.31	41.68	25.81	39.64	70.98	96.12	51.50	50.79	25.61	19.92	13.31	10.70
1989-1990	12.56	10.54	10.98	11.91	25.73	74.51	69.06	53.25	32.94	22.49	23.99	16.54
1990-1991	13.46	24.17	39.39	21.35	25.52	44.82	132.35	125.29	44.66	24.27	14.91	11.03
1991-1992	10.77	24.91	12.92	9.86	20.05	82.10	38.81	113.11	48.71	29.92	18.61	16.84
1992-1993	17.08	18.75	21.44	31.76	47.72	98.64	60.88	59.26	44.39	24.61	17.12	12.53
1993-1994	11.30	62.47	40.13	59.32	42.54	109.65	77.41	32.56	33.23	23.59	15.18	13.52
1994-1995	10.20	10.92	12.77	9.68	35.35	45.62	21.63	17.73	10.66	8.57	6.06	4.81
1995-1996	4.51	23.74	25.63	38.35	81.77	111.70	50.90	31.95	21.96	15.29	13.52	10.32
1996-1997	15.43	15.27	24.48	32.66	21.78	52.69	87.14	38.11	21.54	26.93	14.59	10.11
1997-1998	8.31	15.30	28.14	21.05	48.88	38.79	30.21	41.29	32.48	16.50	11.09	10.02
1998-1999	6.62	6.96	9.09	12.58	19.73	44.89	96.93	37.19	34.03	22.08	13.59	9.20
1999-2000	7.33	9.19	27.43	15.55	25.73	45.23	99.60	29.95	18.42	10.91	8.08	5.76
2000-2001	7.06	12.56	55.40	38.36	79.24	159.90	43.55	34.14	24.36	17.98	11.68	8.48
2001-2002	18.35	17.57	10.43	25.81	26.54	88.43	85.69	34.71	26.35	19.84	16.21	10.33
2002-2003	10.46	54.79	23.99	18.51	28.19	29.49	23.88	21.29	25.21	12.83	8.50	9.68
2003-2004	6.28	9.53	15.44	13.88	43.461	44.626	90.285	65.298	35.213	21.994	16.281	12.089
Medios	9.96	24.80	27.75	26.96	44.54	72.69	53.83	48.45	30.41	13.46	13.57	9.64

Fuente: Estudio hidrológico, proyecto hidroeléctrico El Camalote

Como se puede notar, tanto en la serie de datos mensuales multianuales, como en la curva de duración de caudales, el comportamiento del río Mopán es muy estable y dispone de un caudal muy superior en relación a la mayoría de ríos de Guatemala.

Figura 29. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comportamiento del caudal promedio mensual para el sitio de presa.



Fuente: Elaboración propia en base a caudales promedio mensuales, estación el Arenal

Desde ya, el comportamiento mensual del río, es un indicador importante de factibilidad técnica al que confirma el potencial del recurso hídrico, el cual ha sido estudiado por más de 30 años y que fortalece la certeza sobre el mismo.

7.2. Geología

En el presente apartado se abordarán los aspectos principales que describan las geología del sitio del proyecto hidroeléctrico, como lo son la geomorfología, geología estructural, estratigrafía y geotécnica.

7.2.1. Geomorfología

El área está circunscrita en lo que se denomina “Planicie sedimentaria de Yucatán”, donde predominan los paisajes kársticos levemente desarrollados con pendientes suaves y una topografía más o menos plana, de donde sobresalen mogotes de caliza y el drenaje es mayormente superficial, el cual está controlado por fallamiento dando como resultado un drenaje reticular.²⁰

²⁰ Geopetrol. (2010). *Informe de geología. Proyecto hidroeléctrico El Camalote.*

Figura 30. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Paisaje general del área del proyecto



Fuente: Archivos fotográficos del proyecto

7.2.2. Geología estructural

El área de estudio ha sido levemente afectada por pequeños eventos tectónicos como lo indican, el leve fallamiento de rocas, así como, el bajo buzamiento de las capas, las cuales tiene un patrón ondulado y están levemente expuestas en el área. Las evidencias más notorias de estos eventos se encuentran en el afloramiento de una pequeña zona de cizalla en coordenadas E 269331, N 1886461 como se muestra en la fotografía siguiente:²¹

²¹ Geopetrol. (2010). *Informe de geología. Proyecto hidroeléctrico El Camalote.*

Figura 31. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Fotografía que muestra zona de afloramiento de cizalla, dentro el área de influencia del proyecto



Fuente: Archivos fotográficos del proyecto

7.2.3. Estratigrafía

“En el área circundante al proyecto afloran una secuencia de rocas carbonáticas, no diferenciadas, las cuales han generado un paisaje kárstico. Pequeños depósitos de canal a orillas del río, donde se observan las diferentes etapas de depositación. A continuación se describen con mayor amplitud las unidades encontradas.

Unidad de calizas:

Esta unidad se encuentra en los alrededores del área y consiste en caliza de color beige a gris claro, con una matriz microcristalina, sin presencia de fósiles. La cual no varía lateralmente en los alrededores del proyecto. Los espesores de la estratificación varían algunos centímetros a un metro.

Las estructuras observadas dentro de esta unidad se caracterizan por un buzamiento suave y continuo, lo que da como resultado un plegamiento abierto y sinusoidal. El fracturamiento es constante en los afloramientos y por estas fracturas se observa el efecto de dilución de carbonatos

que han formado pequeñas cavidades.”²² A continuación se muestra una fotografía donde se puede observar el espesor de las capas, con un buzamiento suave.

Figura 32. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Afloramiento de calizas a orillas del río Mopán en el área del proyecto



Fuente: Archivos fotográficos del proyecto

Además se localizó sobre el acceso al proyecto un afloramiento donde se observa el cizallamiento de la caliza, la cual fue convertida a arcillas, además en las cercanías a éste, un afloramiento de calizas altamente fracturadas, estos dos afloramientos están sobre el tren de lineamientos regionales.

Depósitos fluviales

Se encuentran pequeños depósitos fluviales que consisten en una secuencia de conglomerados matriz soportados con alternancia de horizontes de limos y arcillas con espesores centímetros a decímetros.

²² Geopetrol. (2010). *Informe de geología. Proyecto hidroeléctrico El Camalote.*

Figura 33. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Depósitos fluviales, expuestos en el badén, al sureste del área del proyecto.



Fuente: Archivos fotográficos del proyecto

“Los estratos conglomeráticos se caracterizan por construirse de clastos de caliza de sub redondeados a redondeados, de color beige, de diversos tamaños hasta 30 cm de diámetro, mal clasificados. La matriz de estos estratos está compuesta por arenas y limos de color café.

Los estratos de arenas y arcillas se caracterizan por estar bien clasificados, de color café. Los cuales varían de espesor de algunos decímetros a 1.5 metros de espesor.”²³

7.2.4. Caracterización geotécnica

“Las obras serán construidas sobre la unidad de calizas. En la propuesta para el sitio de presa la roca no presenta alteración, el valle tiene forma de V, y sus paredes son asimétricas. La pendiente de las paredes en el estribo derecho es de unos 50 grados con una altura de 25 metros. En el estribo izquierdo la pendiente es de unos 60 grados con una altura de 30 metros.

El valle tiene forma de V, el río se encuentra encañonado alrededor de 40 metros aguas arriba. En el valle del río, el aluvión tiene un espesor de pocos centímetros, con una capacidad de carga baja

²³ Geopetrol. (2010). *Informe de geología. Proyecto hidroeléctrico El Camalote.*

debido a que no se observan bloques de gran tamaño en el cauce, el material del aluvión está compuesto por gravas y arenas.

Figura 34. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Fotografías a) y b) Estribos derecho e izquierdo del valle en el sitio de presa



Fuente: Archivos fotográficos del proyecto

En la figura 37, fotografía a) se observa la roca aflorante en el estribo derecho de valle, donde se observan dos familias de fracturas principales la primera con dirección E-W y la segunda con dirección NW-SE, las cuales se encuentran juntas, con un baja continuidad y sin relleno entre los planos. En el estribo izquierdo hay roca aflorante, sin embargo se ve que el terreno es bastante estable y el espesor de excavación para la cimentación es pequeño. ”²⁴

7.2.5. Evaluación de los peligros geodinámicos

“Debido a la baja pendiente del terreno, el área no es vulnerable a deslizamientos o movimientos de tierra ya que no se detectaron. En las laderas de los mogotes donde la pendiente de la ladera es mayor, la vegetación influye en la estabilidad del terreno, además en estos sitios el espesor de suelo es bajo de 30 a 40 cm de espesor.

Los terrenos dominados por rocas carbonáticas en zonas tropicales o subtropicales son proclives a sufrir fenómenos de disolución. El ataque químico prolongado del agua resulta en la ampliación de grietas, formación de sumideros o dolinas, cavernas y un sistema intrincado de corrientes subterráneas. Estos fenómenos en conjunto son denominados “karst” y representan un grave

²⁴ Geopetrol. (2010). *Informe de geología. Proyecto hidroeléctrico El Camalote.*

riesgo para los proyectos hidroeléctricos. El reconocimiento del área mostró que no existen indicios significativos de la presencia de manifestaciones de karst, por lo que se puede decir que no se esperan amenazas ligadas a estos fenómenos. Sin embargo, será en una fase posterior donde se deberán realizar investigaciones profundas del subsuelo (geofísica y perforaciones) en los sitios de las obras, para confirmar este hallazgo.

En regiones calcáreas, ciertos rasgos tales como la abundancia de manantiales, las elevaciones de los afluentes respecto a su nivel base, la existencia de cavernas, etc., pueden ser utilizadas para formarse una idea preliminar del grado de karsticidad de la zona. En cuanto a esto, en el área específica del Proyecto se puede indicar que no se observan manantiales ni pequeñas quebradas permanentes, pero estos elementos no pueden tomarse como indicadores de ausencia de Karst, ya que sus pendientes son muy suaves y su elevación sobre el nivel del río no es significativa. Sin embargo, tampoco se observan siguanes (dolinas).²⁵

7.3. Generación de energía y potencia

A continuación se realizará un análisis explicativo el comportamiento de la generación de energía eléctrica en función de la capacidad instalada, lo cual servirá como base para la decisión de la elección de la capacidad óptima del proyecto y la definición de la oferta al mercado.

Para determinar el potencial hidroenergético del proyecto hidroeléctrico se utilizará de base la hidrología descrita en el numeral 7.1 del presente capítulo, y a efecto de facilidad de la presente investigación se utilizarán los caudales promedio mensuales.

7.3.1. Cálculo de potencia

A efecto de comprender la metodología utilizada para calcular la capacidad instalada y la generación de energía anual correspondiente, se realizarán los cálculos explicativos para una potencia de 8.0 MW u 8,000 KW. Para determinar la capacidad instalada se utiliza la siguiente fórmula:

$$P = Q * H * \eta_g * \eta_t * 9.81^{26}$$

Donde:

²⁵ INDE. (1981). Estudio preliminar de geología hidroeléctrica El Camalote

²⁶ *European Small Hydropower Association-ESHA. Guía para el diseño de una pequeña central hidroeléctrica*

Nomenclatura	Descripción	Ejemplo de cálculo
P	Potencia en KW	8,000
Q	Caudal de diseño en m ³ /s	34.08
H	Caída neta en metros	28.0
η_g	Eficiencia del generador	95%
η_t	Eficiencia de la turbina	90%

*Fuente: Elaboración propia tomando en cuenta los conceptos vertidos en la **Guía para el diseño de una pequeña central hidroeléctrica**. European Small Hydropower Association -ESHA.*

Para la presente investigación se asumirán como valores fijos para todos los cálculos, la caída neta y las eficiencias de la turbina y el generador.

7.3.2. Cálculo de la generación anual

Para determinar la energía anual se considera el comportamiento del caudal del río, y como ya se indicó, se utilizarán caudales mensuales promedio, por lo que la generación anual será la suma de la generación de los meses del año. La metodología utilizada para el cálculo mensual es la siguiente:

- Primero, descontar a los caudales mensuales el caudal ecológico.
- Suponer que la central operará como una planta a filo de agua (sin regulación)
- Calcular la potencia en función del caudal mensual ya descontado el caudal ecológico
- Calcular la energía mensual, utilizando la siguiente fórmula:

$$\text{Energía en MWh} = \text{Potencia} * \text{horas del mes} / 1000$$

- Tomar en cuenta que las horas totales de cada mes dependerán de los días de dicho mes y que la potencia del mes no puede ser mayor a la capacidad instalada.
- Finalmente, sumar las energías obtenidas en cada mes

En el siguiente cuadro se muestra el resumen de cálculo para una capacidad instalada de 8.0 MW, lo que para efectos de este estudio debe considerarse como referencial.

Cuadro 13. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Cálculo de generación mensual.**Capacidad instalada de 8.0 MW**

MES	días/mes	Caudal del río	Caudal ecológico	Q (m ³ /s)	MW filo de agua	MWh
MAY	31	10.11	0.51	9.61	2.25	1,678.80
JUN	30	24.41	1.22	23.19	5.44	3,921.33
JUL	31	27.75	1.39	26.36	6.19	4,605.73
AGO	31	26.96	1.35	25.62	6.01	4,475.74
SEP	30	45.93	2.30	43.63	8.00	5,762.69
OCT	31	74.12	3.71	70.41	8.00	5,954.78
NOV	30	58.54	2.93	55.62	8.00	5,762.69
DIC	31	50.52	2.53	47.99	8.00	5,954.78
ENE	31	31.55	1.58	29.97	7.03	5,236.53
FEB	28	20.68	1.03	19.64	4.61	3,100.14
MAR	31	14.11	0.71	13.40	3.14	2,342.15
ABR	30	10.05	0.50	9.54	2.24	1,613.72
TOTAL						50,409.08

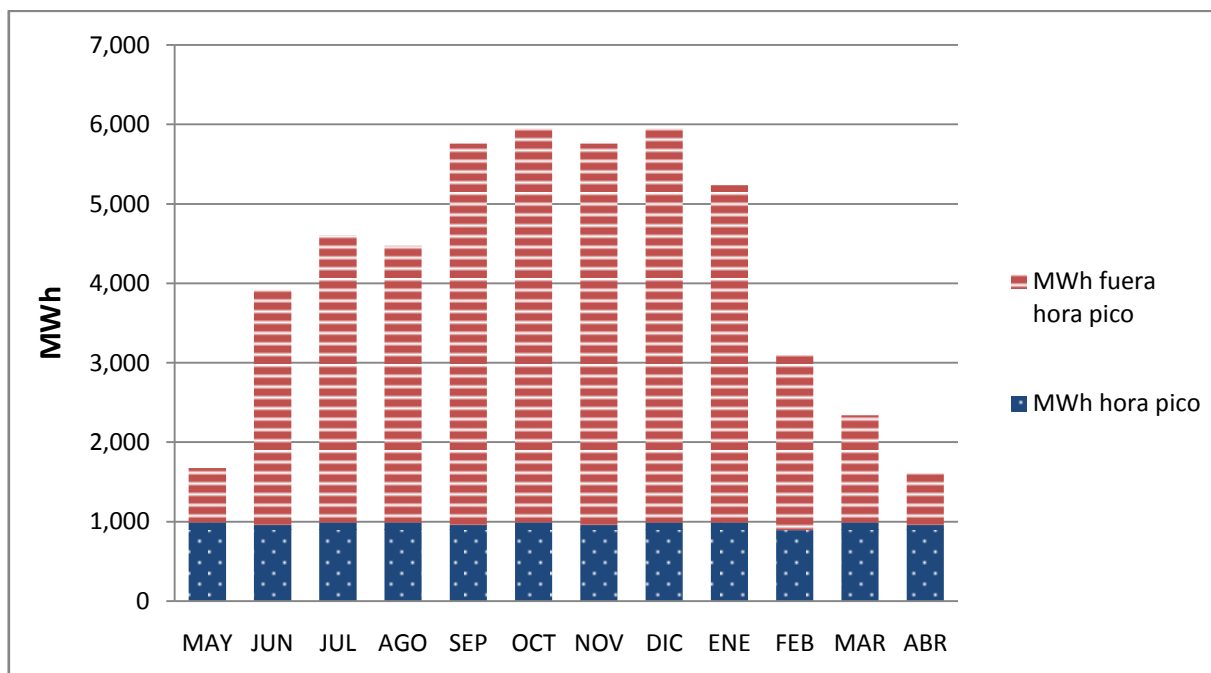
Fuente: Elaboración propia

En virtud que el proyecto tiene contemplado un reservorio de regulación diaria, es necesario determinar la generación en horas pico y fuera de hora pico; para este caso se debe tomar en cuenta lo siguiente:

- Calcular el caudal máximo que se puede utilizar en horas pico, para ello multiplicar el caudal disponible mensual por 24 horas de almacenamiento dividido las 4 horas asociadas al pico.
- Tomar en cuenta que si el caudal resultante es superior al caudal de diseño, utilizar dicho caudal de diseño.
- Entonces, la generación de horas pico será la potencia calculada con el caudal obtenido en horas pico, por las 4 horas del pico.
- Para calcular la generación fuera de horas pico, se deberá restar a la generación total del mes calculada dentro del análisis de filo de agua, la generación de horas pico.
- Finalmente, sumar la generación de horas pico y fuera de horas pico, de cada uno de los meses.

En la siguiente gráfica se muestra el comportamiento mensual de la generación en horas pico y fuera de horas pico de cálculo, para una capacidad instalada de 8.0 MW.

Figura 35. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Generación mensual de energía.
Capacidad instalada: 8 MW



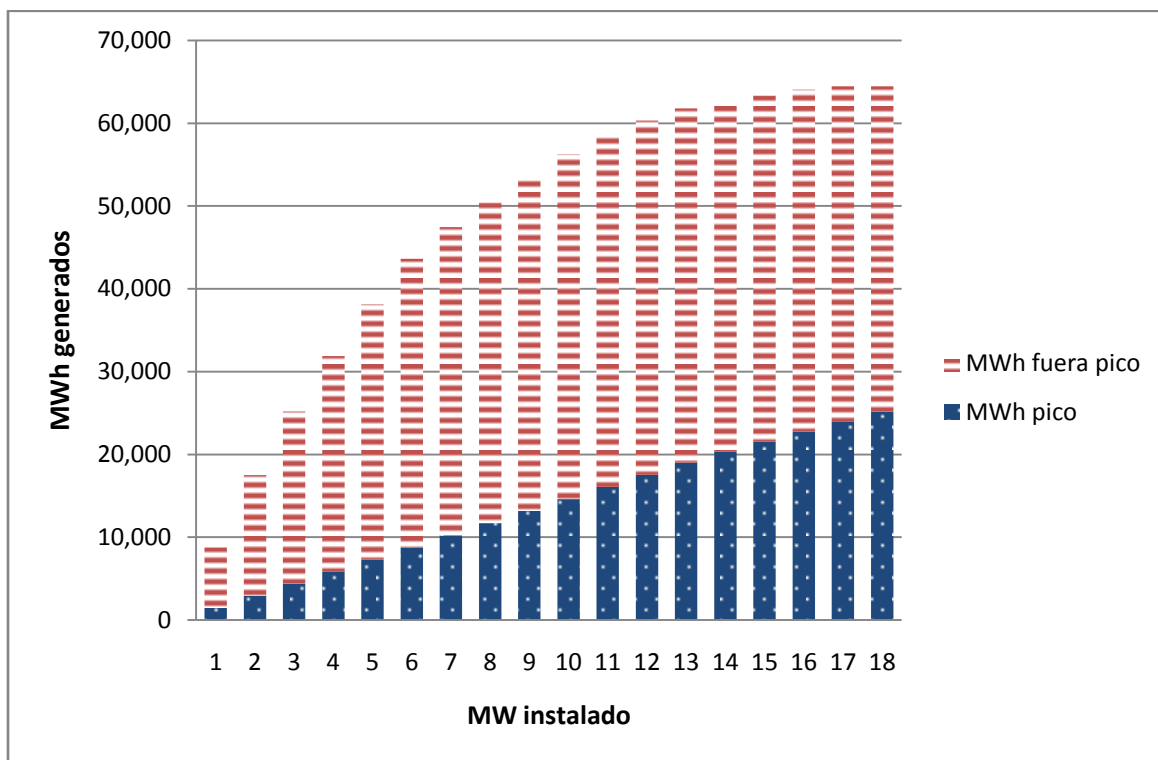
Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en los meses de mayor caudal (septiembre a diciembre), la generación es mayor en relación a los otros meses; por otro lado, la generación mensual en horas pico es casi constante en todo el año, únicamente la variación de días de cada uno de los meses del año

7.3.3. Generación de energía en función de la capacidad instalada

Utilizando la metodología descrita para el cálculo de la potencia y la generación de energía, y con el apoyo de hojas de cálculo, como lo es Excel, se determinó el comportamiento de la generación de energía anual en función de la capacidad instalada, obteniéndose los siguientes resultados.

Figura 36. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Generación de energía anual en función la capacidad instalada



Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en la medida que se aumenta la capacidad instalada, el factor de planta disminuye; por otro lado, para capacidades instaladas superiores a los 13 MW la generación anual tiende a estabilizarse.

7.4. Costos del proyecto

En el presente apartado se analizarán los costos asociados para llevar a cabo el desarrollo del proyecto hidroeléctrico y lo correspondiente a la operación y mantenimiento.

7.4.1. Costo de construcción

Los costos de construcción están directamente asociados a las dimensiones de las obras asociadas al proyecto, las cuales a su vez son una función de la capacidad instalada.

La información disponible para el desarrollo del presente análisis incluye el desglose por rubro principal para llevar a cabo la construcción para una potencia instalada de 8 MW, el cual en forma estimada se muestra a continuación:

Cuadro 14. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Costo de construcción. Capacidad instalada de 8 MW

Rubro	US\$	Totales (US\$)
Obra civil		14,027,200
Presa	11,200,000	
Casa de máquinas	1,000,000	
Tubería de presión	612,000	
Bocatoma	715,200	
Caminos de acceso, campamentos y preparación inicial	500,000	
Equipo electromecánico		7,256,000
Turbinas	3,600,000	
Generadores	2,000,000	
Subestación eléctrica	400,000	
Equipamiento, comandos, controles y Software	375,000	
Protecciones eléctricas	375,000	
Línea de interconexión	506,000	
Subtotal		21,283,200
Imprevistos (5%)		1,064,160
TOTAL		22,347,360

Fuente: Elaboración propia en base a información estimada de los datos reales del proyecto

En cuanto al costo de construcción del cuadro anterior, se hacen las siguientes observaciones: Los costos de ingeniería, supervisión y control se contemplan en cada uno de los rubros; dentro de los costos se incluye el equipamiento total de la central; los datos son indicativos por aspectos de confidencialidad; y finalmente, **este dato es únicamente referencial para la presente investigación.**

En base a los costos de construcción del proyecto para una potencia de 8 MW se realizó una diferenciación de los costos por rubro principal, en función de su variación respecto a la potencia instalada:

- Fijo: No varía en relación a la capacidad instalada
- Variable: Varía directamente en relación a la capacidad instalada
- Mixto: Posee componente fijo y variable en relación a la capacidad instalada

A continuación se muestran las estimaciones del costo de construcción de cada rubro principal del proyecto, en función de la capacidad instalada de la central generadora.

Cuadro 15. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Resumen de fórmulas de costos de construcción por rubros principales

Concepto	Tipo de costo	Fórmula*
Obra civil		
Presa	Fijo	11,200,000
Casa de máquinas	Mixto	500,000 + 62,500*MW
Tubería de presión	Variable	76,500*MW
Bocatoma	Mixto	400,000+39,400*MW
Caminos de acceso, campamentos y preparación inicial	Fijo	500,000
Equipo electromecánico		
Turbinas	Variable	450,000*MW
Generadores	Variable	250,000*MW
Subestación eléctrica	Variable	50,000*MW
Comandos, controles y software	Fijo	375,000
Protecciones eléctricas	Fijo	375,000
Línea de interconexión	Mixto	250,000+32,000*MW
Imprevistos	Variable	5% del costo construcción

* Tanto los costos fijos indicados, como los valores resultantes de aplicar el dato de la capacidad instalada, proporcionan valores en dólares.

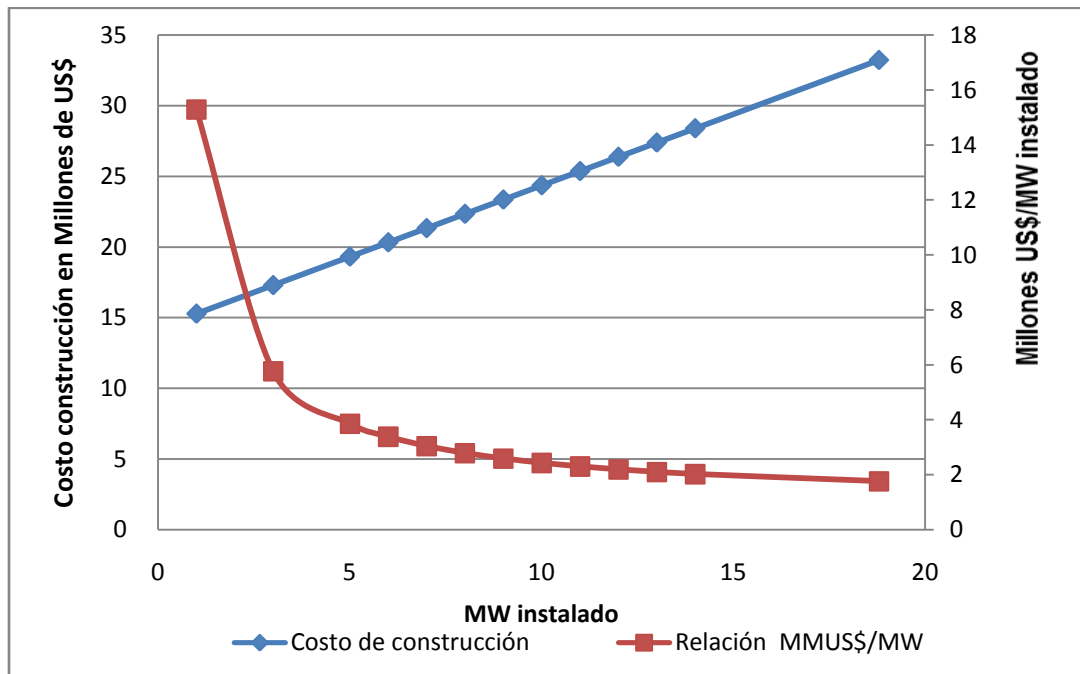
Fuente: Elaboración propia en base a tendencias de otros proyectos

Luego de realizar una suma algebraica a los costos indicado en la tabla anterior, se obtiene la siguiente fórmula:

$$\text{Costo de construcción en US\$} = (13,600,000+960,400*MW)*(1.05 \text{ de imprevistos})$$

El comportamiento gráfico se muestra a continuación:

Figura 37. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comportamiento del costo de construcción y la relación Costo de construcción por Megavatio Instalado, en función de la capacidad instalada



Fuente: Elaboración propia en base a modelación de los costos de construcción

Como se puede observar, a medida que la capacidad instalada es mayor, la relación del costo de construcción por megavatio instalado disminuye, lo que da una orientación de economía de escala favorable para la construcción de un proyecto de mayor capacidad.

7.4.2. Costos asociados a la operación del proyecto

Las centrales hidroeléctricas a comparación de otro tipo de central generadora no requieren altos costos de operación, principalmente porque la utilización del recurso agua, no tiene asociado un costo por la autorización gubernamental otorgada.

En este orden de ideas, los costos de operación están relacionados directamente al recurso humano, lo cual se describirá en mayor detalle en el capítulo 8. En cuanto a la adquisición de insumos para el proceso administrativo y operación del proyecto se contempla un rubro anual de US\$145,000, con incrementos anuales del 1%.

En cuanto al mantenimiento de la central generadora, se puede abordar en dos líneas principales, una, el mantenimiento preventivo, el cual será desarrollado con el personal contratado e insumos contemplados en el presupuesto anual; y dos, el mantenimiento mayor o correctivo, el cual no se

tiene certeza en el tiempo de su ocurrencia y el costo que esto pueda implicar. Sobre este último, se recomienda la creación de un fondo para prever cualquier eventualidad, el cual no debe ser menor al 1% del costo de construcción del proyecto.

7.5. Programa de construcción y flujo de caja asociado

El período de construcción del proyecto hidroeléctrico se estima durará aproximadamente 30 meses, independientemente de la capacidad instalada, tanto por las características propias de las obras como la logística constructiva.

A continuación se puede observar el diagrama de Gant que muestra la relación entre las principales etapas de la construcción del proyecto y los tiempos asociados.

Como se puede observar en el cronograma de construcción del proyecto, la ruta crítica la define la construcción de la presa y casa de máquinas, ya que por ser un proyecto a pie de presa, no puede realizarse la construcción en un orden diferente.

En cuanto al flujo de caja, este si tiene una relación directa con la capacidad instalada de la central generadora, como se indicó en el numeral anterior y además, dependerá de la forma de pago acordada en los contratos que se realicen con los subcontratistas. A continuación se presenta en forma trimestral el flujo porcentual del costo de cada una de las principales obras de proyecto.

Cuadro 16. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Porcentaje de desembolsos para construcción por obras principales

Descripción	TRIMESTRES (%)									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Obra civil										
Presa		17.0	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6			
Casa de máquinas					25	25	25	25		
Tubería de presión		50	50							
Bocatoma			50	50						
Caminos de acceso, campamentos y preparación inicial	100									
Equipo electromecánico										
Turbinas	34				33					33
Generadores	34				33					33
Subestación eléctrica								50	50	
Comandos, controles y software								100		
Protecciones eléctricas									100	
Línea de interconexión								50	50	
Subtotal										
Imprevistos								34	33	33

Fuente: Elaboración propia en base a programa de construcción

Para una capacidad instalada de 8 MW el comportamiento de los desembolsos trimestrales sería muy constante, sin embargo, se estima que en el trimestre 5, se realice un pago parcial por concepto de equipos electromecánicos.

8. EVALUACIÓN DE LOS ASPECTOS LEGALES Y ADMINISTRATIVOS

La creación de una empresa o sociedad específica para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos es una práctica muy común en el medio guatemalteco, que permite a los socios del proyecto hacer una separación financiera y administrativa del negocio. En este orden de ideas, en el presente capítulo se abordarán todos aquellos aspectos relativos al cumplimiento administrativo y legal que la empresa desarrolladora debe cumplir, así como la estructura organizacional propuesta.

8.1. Marco legal del proyecto

En la presente sección se describirán en forma general los principales aspectos legales que se deben tomar en cuenta para que la empresa propietaria de la central generadora hidroeléctrica pueda llevar sus actividades en el ámbito guatemalteco.

8.1.1. Inscripción de la entidad ante el registro mercantil

A continuación se describirán los mandatos que debe cumplir la empresa desarrolladora para llevar a cabo sus actividades mercantiles.

Inscripción de la sociedad en el Registro Mercantil

La sociedad mercantil es un contrato por el que dos o más personas convienen en poner en común bienes y servicios para ejercer una actividad económica y dividirse las ganancias.²⁷ Las sociedades organizadas bajo forma mercantil tienen la calidad de comerciantes sociales.²⁸

Inscripción de la Empresa en el Registro Mercantil

Se entiende por empresa mercantil el conjunto de trabajo, de elementos materiales y de valores incorpóreos coordinados, para ofrecer al público, con propósito de lucro y de manera sistemática, bienes o servicios.²⁹

Los requisitos para realizar las inscripciones indicadas se pueden consultar en la página oficial del Registro Mercantil www.registromercantil.gob.gt.

²⁷ Artículo 1728 del Código Civil de Guatemala

²⁸ Artículo 3 del Código de Comercio de Guatemala

²⁹ Artículo 655 del Código de Comercio de Guatemala

8.1.2. Prestaciones laborales

Para efectuar los cálculos de prestaciones y sueldos, correspondientes al patrono es necesario acatar las leyes siguientes:

- **Bonificación incentivo (bono salarial):** Artículo 7, del Decreto número 78-89, del Congreso de la República de Guatemala.
- **Bonificación anual (bono 14):** Artículo 2, párrafo segundo del decreto No. 42-92 del Congreso de la República de Guatemala.
- **Aguinaldo:** Artículos 1 y 9 de la Ley Reguladora de la prestación del Aguinaldo para trabajadores del sector privado, y artículo 102 literal j) de la Constitución Política de la República de Guatemala.
- **Vacaciones:** Artículo 106, literal i) de la Constitución Política de la República de Guatemala; Artículos 82, 130, 131,133 y 134 del Código de trabajo; y el artículo 6 Decreto No. 64-92.
- **Indemnización:** Artículo 82 del Código de Trabajo; Artículo 4 de la Ley de Bonificación Anual para trabajadores del sector privado y público (Decreto No. 42-92); y artículo 9 de la ley reguladora de la prestación de aguinaldo para trabajadores (Decreto No. 76-78).

Dentro de este contexto, las empresas deben solicitar al Ministerio de Trabajo la inscripción en la División de Registro de Patronos y Trabajadores.

8.1.3. Aspectos tributarios

A continuación se describirán los aspectos más relevantes relacionados a la operación de la empresa, dentro del contexto de generación de electricidad.

Inscripción ante la Superintendencia de Administración Tributaria –SAT-

Se deberá llenar el formulario SAT No. 0014, forma 70-SAT-SCC-C-V, donde la empresa queda formalmente inscrita, donde se oficializa el Número de Identificación Tributaria – NIT y la actividad económica principal de la empresa. Además, también se establecen los pagos mensuales a efectuar, los cuales son el impuesto al valor agregado IVA, Impuesto Sobre la Renta ISR y otros impuestos, que determine la SAT. Asimismo, la habilitación de libros ya autorizados por el registro mercantil.

Para este proyecto, en lo que se refiere al pago del ISR se regirá de acuerdo al Artículo 14, reformado por el Decreto No. 44-2000, de la Ley del ISR, el cual dice: “**Artículo 44:** Las personas individuales o jurídicas constituidas al amparo del Código de Comercio, domiciliadas en Guatemala,

así como los otros entes o patrimonios afectos a que se refiere el segundo párrafo del artículo 3 de esta ley, que desarrollan actividades mercantiles, con inclusión de las agropecuarias, deberán pagar el impuesto aplicando a su renta imponible, a que se refiere al artículo 37 "B", una tarifa del cinco por ciento (5%). Dicho impuesto se pagará mediante el régimen de retención definitiva o directamente a las cajas fiscales, de conformidad con las normas que se detallan en los siguientes párrafos. Estas personas, entes o patrimonios deberán indicar en las facturas que emitan que pagan directamente a las cajas fiscales el cinco por ciento (5%) o que están sujetos a retención del cinco por ciento (5%)."

Sobre el pago del impuesto al valor agregado IVA, será cancelado en forma mensual.

Incentivos para proyectos de energía renovable

En virtud que el proyecto hidroeléctrico El Camalote, está conceptualizado como un proyecto de energía renovable, puede acogerse a lo establecido a Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable, Decreto 52-2003, donde puede obtener los siguientes beneficios fiscales:

- a. 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.
- b. Exención del pago del Impuesto Sobre la Renta. Este incentivo tendrá vigencia exclusiva a partir de la fecha de inicio de operación comercial, por un período de diez (10) años.

Para aplicar al goce de estos incentivos se deben considerar los requisitos establecidos en el Artículo 5 de la Ley indicada, lo establecido en el Reglamento de dicha Ley, Acuerdo Gubernativo 21-2005 y las disposiciones que establezca el Ministerio de Energía y Minas o la SAT.

8.1.4. Inscripción en el Régimen de Seguridad Social

Están obligadas a la inscripción del Régimen de Seguridad Social en el Instituto Guatemalteco de Seguridad Social (IGSS), las empresas que ocupen los servicios de por lo menos 3 trabajadores. Para lo cual debe realizar su Inscripción Patronal presentando el formulario respectivo debidamente llenado.

Este formulario se divide en cuatro partes:

1. Datos del patrono

2. Patrono: persona individual o persona jurídica
3. Datos de la empresa
4. Datos adicionales relativos al patrono y/o empresa

Posteriormente se debe solicitar al IGSS, dictamen favorable, para lo cual se hace la solicitud a la Sección de Seguridad e Higiene y Prevención de Accidentes, se les presenta un documento con la descripción del proceso productivo. Esta sección se encarga de revisarlo y realiza una inspección a la empresa en las medidas de seguridad dentro del proceso productivo, como lo son saneamiento, factores de riesgo, procesos, etc. Hacen las observaciones que sean necesarias implementar y luego de cerciorarse que se hayan realizado proporcionan el dictamen favorable a la empresa.

8.1.5. Legislación ambiental

La protección ambiental en Guatemala se regula en la **Ley de Protección y Mejoramiento del Medio Ambiente**, Decreto Número 68-86, que en su artículo 8º establece lo siguiente: “Para todo proyecto, obra, industria o cualquier otra actividad que por sus características pueda producir deterioro a los recursos naturales renovables o no, al medio ambiente o introducir modificaciones nocivas o notorias al paisaje y los recursos culturales del patrimonio nacional, será necesario previamente a su desarrollo, un estudio de Evaluación de Impacto Ambiental, realizado por técnicos en la materia y aprobados por la CONAMA. El funcionario o particular que omitiere cumplir con el EIA, será sancionado con una multa de cincuenta mil a cien mil quetzales (Q 50,000.00 a Q 100,000.00). En caso de no cumplir con este requisito en el término de seis meses de haber sido multado, el negocio será clausurado en tanto no cumpla”.

8.1.6. Marco legal del subsector eléctrico

A continuación se describirán los aspectos legales que la entidad desarrolladora del proyecto hidroeléctrico El Camalote, debe tomar en cuenta para desarrollar las actividades de construcción y operación de dicha central.

Autorización para utilizar bienes de dominio público

Ley General de Electricidad, en su Artículo 8 establece 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 5 MW....”

Según el Artículo 13, de dicha ley “Se entiende por autorización para la instalación de centrales generadoras, de conformidad con el artículo 8 de esta ley, y para prestar los servicios de transporte y de distribución final de electricidad, a aquella mediante la cual se faculta al adjudicatario para que utilice bienes de dominio público, de conformidad con la ley. La autorización será otorgada por el Ministerio, mediante acuerdo, no pudiendo exceder del plazo de cincuenta (50) años, ni tener carácter de exclusividad de tal manera que terceros pueden competir con el adjudicatario en el mismo servicio.”

En este orden de ideas, se puede claramente establecer que el proyecto hidroeléctrico por utilizar el caudal del río Mopán, considerado como un bien del Estado, deberá requerir la respectiva Autorización al Ministerio de Energía y Minas. Para la presentación de la solicitud respectiva a dicho Ministerio se deberán considerar los requisitos establecidos en el Artículo 4 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y la Guía para presentación de solicitudes de autorización definitiva para centrales de generación, publicada en la página Web del Ministerio de Energía y Minas.

Aprobación estudios eléctricos de acceso al sistema de transporte

En virtud que la central generadora hidroeléctrica pretende comercializar su energía y potencia a través del Mercado Mayorista, debe entonces utilizar el Sistema de Transporte del Sistema Nacional Interconectado –SNI- y para lo cual debe obtener los permisos respectivos para su conexión y uso de la capacidad de transporte.

De conformidad con lo establecido en el artículo 48, inciso d, del Acuerdo Gubernativo 256-97, Reglamento de la Ley General de Electricidad, toda solicitud de acceso a la capacidad de transporte, deberá cumplir con las Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte, las cuales fueron emitidas mediante Resolución CNEE No. 33-98, de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, quien es la responsable de aprobar dichas solicitudes.

Los requisitos en detalle y el procedimiento correspondiente para presentar las solicitudes, así como los criterios a tomar en cuenta están detallados en las normas ya indicadas.

Inscripción como Agente Generador

El artículo 5 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, establece que los Agentes y Grandes Usuarios, para poder realizar transacciones en el Mercado Mayorista o gozar de dicha calidad deben previamente inscribirse en el Registro de Agentes y Grandes Usuarios del Mercado Mayorista del Ministerio de Energía y Minas o en la entidad que éste designe y cumplir con las Normas de Coordinación.

En este sentido el Acuerdo Gubernativo 244-2003 establece el Procedimiento de inscripción, vigencia y control en el registro de Agentes y Grandes Usuarios del mercado mayorista del Ministerio de Energía y Minas.

Habilitación comercial ante el Administrador del Mercado Mayorista

Para que la central generadora pueda realizar transacciones comerciales y operativas en el Mercado Mayorista, se debe realizar solicitud ante el Administrador del Mercado Mayorista y tomar en cuenta lo establecido en las Normas de Coordinación Comercial No. 2 y No. 14. En las normas indicadas se establecen las características del sistema y de los equipos que formarán parte del Sistema de Medición Comercial y los requisitos para operar.

8.1.7. Terrenos y servidumbres

A continuación se describe lo relacionado a terrenos y servidumbres.

Franja OCRET

En virtud que el río Mopán es considerado como un río navegable, el uso de sus riberas desde la orilla hasta 100 metros, se regula a través del decreto 126-97 “LEY REGULADORA DE LAS ÁREAS DE RESERVAS TERRITORIALES DEL ESTADO DE GUATEMALA”, en el cual se establece como ente administrativo al Organismo Ejecutivo por medio del Ministerio de Agricultura, Ganadería y Alimentación a través de la Oficina de Control de Áreas de Reserva del Estado OCRET.

Tomando en cuenta lo establecido en dicha ley, se estima que las áreas donde se ubicarán la casa de máquinas y subestación, tendrán un fin industrial y el área correspondiente al embalse podría asociarse con fines piscícolas o de conservación, ya que no existe una clasificación para fines energéticos. En el siguiente cuadro se describe el cálculo del arrendamiento anual estimado.

Cuadro 17. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Cálculo de arrendamiento anual por uso de terrenos de OCRET

Finalidad	Área m ²	Precio de arrendamiento Quetzales/m ²	Arrendamiento	
			Quetzales	US\$
Industrial	40,000.00	1.75	70,000.00	8,860.76
Piscícola	1,584,940.00	0.03	47,548.20	6,018.76
TOTAL			117,548.20	14,879.52

Fuente: Elaboración propia. Tasa de cambio Q7.8/US\$

Terrenos municipales

En cuanto a los terrenos municipales se deberá gestionar la compra o la servidumbre respectiva tomando en cuenta el código municipal, así como los estatutos de la municipalidad del Melchor de Mencos.

Propiedad privada

Para la negociación con propietarios privados, se deberá tomar en cuenta lo regulado por el Registro General de la propiedad.

8.2. Estructura administrativa

En el presente apartado se abordarán los aspectos principales asociados a la estructura administrativa de la empresa, aspectos que le permitirán desarrollar en forma eficiente y eficaz la operación de la central generadora hidroeléctrica en cumplimiento con el marco legal asociado.

8.2.1. Estructura constitutiva

La empresa desarrolladora del proyecto hidroeléctrico El Camalote, estará constituida legalmente como una Sociedad Anónima en base a lo establecido en el Código de Comercio.

Los órganos administrativos de la empresa serán:

- Asamblea de accionistas.
- Consejo de administración.

Asamblea De Accionistas: Estará formada por el grupo de socios accionistas de la empresa, los que tendrán reuniones ordinarias anualmente, estas se realizaran en los primeros tres (3) meses del año siguiendo al cierre contable del periodo anterior. Se celebraran reuniones extraordinarias al surgir situaciones imprevistas de carácter urgente que necesiten ser tratadas por la asamblea.

Consejo De Administración: El consejo de administración estará formado por cuatro miembros y un comisario, todos socios accionistas, detallados a continuación:

- Presidente
- Vicepresidente
- Secretario
- Vocal I
- Vocal II

Debiendo ejercer la presidencia, el que haya sido electo por mayoría calificada por la asamblea de accionistas, y en su efecto sustituido por los demás consejeros en su orden de elección. Las funciones del concejo administrativo son:

- a) la vigilancia de la sociedad en todos los aspectos, velando y controlando el funcionamiento eficaz de la misma.
- b) determinar y dirigir las operaciones generales de la empresa de acuerdo con los fines y preceptos legales.
- c) dictar los reglamentos que sean necesarios para el funcionamiento de la empresa, sometiéndolos a la aprobación de la asamblea de accionistas.
- d) aprobar el presupuesto anual de ingresos y gastos de la empresa.
- e) conocer los estados financieros de la empresa que habrán de ser sometidos a la asamblea de accionistas.
- f) elaborar y presentar a la asamblea el proyecto de distribución de dividendos.
- g) representar judicial y extrajudicialmente a la sociedad.
- h) Nombrar suspender y sustituir al gerente general y a propuesta de los jefes y encargados del área.
- i) Conferir poderes a nombre de la sociedad los cuales podrán ser revocables en cualquier tiempo.
- j) Delegar facultad de administración y representación en el gerente general.
- k) Delegar en unos de sus miembros la ejecución de actos concretos sin eximir sus obligaciones y responsabilidades.

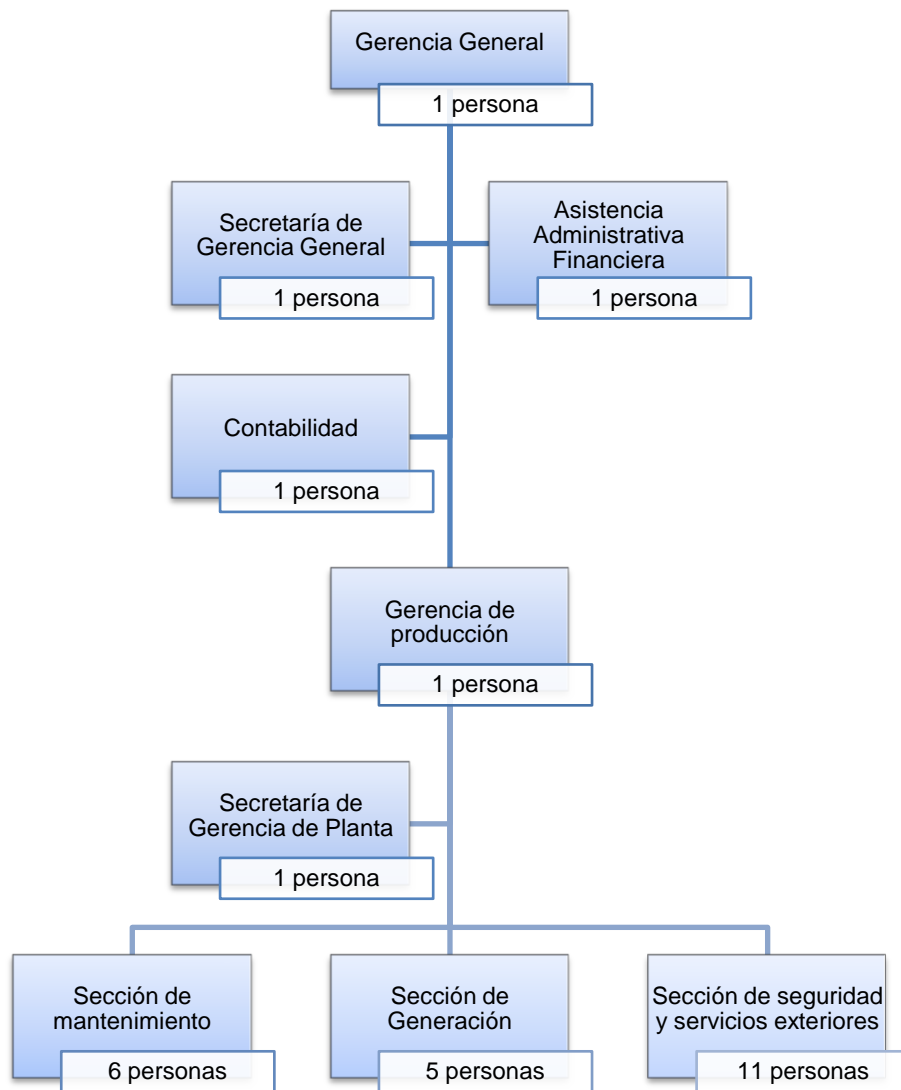
8.2.2. Gastos de organización

Para la estructuración de la empresa, de forma tal que pueda tener una fortaleza para afrontar el reto de desarrollo del proyecto hidroeléctrico se estima un monto de US\$ 160,000.00 correspondiente a todos los gastos de organización. Asimismo, un monto de US\$ 50,000.00 correspondiente a permisos y licencias según lo que se requiera en función del marco legal vigente.

8.2.3. Estructura organizacional

La estructura organizacional estará precedida por la autoridad máxima que descansa en la Junta de accionistas, seguido por el Consejo de Administración, el cual nombrará al gerente general; a él se reportará el Gerente de Planta, quien tendrá a su cargo el personal encargado para la operación y mantenimiento de la central generadora hidroeléctrica.

Figura 39. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Organigrama funcional propuesto para la empresa Sociedad Anónima



Fuente: elaboración propia en base lineamientos de los desarrolladores del proyecto

La empresa básicamente estará dividida en dos grandes áreas: Administración y Producción. El área administrativa estará directamente coordinada por el Gerente General y su equipo Staff; por el otro lado el área de producción o planta, estará bajo al Gerente de Planta, quien reportará directamente al Gerente General.

8.2.4. Perfil de puestos

Tomando como referencia la estructura organizacional planteada en el numeral anterior, a continuación se describen cada uno de los puestos de la empresa.

Puesto:	Gerente General
Sueldo mensual:	Q.18,000.00
Número de plazas:	1
Área:	Administración
Reporta a:	Consejo de Administración
Funciones del Puesto:	<ul style="list-style-type: none"> • Atender directamente la comercialización y venta de energía eléctrica • Revisar los Informes de los Estados Financieros Anuales, previo a elevar al Consejo de Administración para su presentación, explicación y justificación. • Preparar el presupuesto anual y Autorizar las compras requeridas de la empresa. • Supervisar todas las actividades operativas y administrativas. • Orientar a la empresa hacia el logro de sus objetivos, así como el cumplimiento de sus metas a corto y largo plazo, logrando con ello el éxito de la empresa. • Presentar al consejo de administración los resultados obtenidos en cada periodo, a nivel administrativo, operativo, ejecutivo y financiero. • Selección y contratación de personal.
Requisitos del Puesto:	<ul style="list-style-type: none"> • Título universitario (área de administración de empresas o finanzas) de preferencia con Maestría en área administrativa • Preferiblemente bilingüe (80%) • Conocimiento general de las normas de la CNEE y del AMM. • Liderazgo, don de mando. • Edad, mayor de treinta (30) menor de sesenta y cinco (65) años. • Tener diez (10) años como mínimo, de experiencia profesional • Manejo de paquetes computacionales de software en Windows y Office

Puesto:	Secretaria de Gerencia
Sueldo mensual:	Q.6,000.00
Número de plazas:	1
Área:	Administración
Reporta a:	Gerente General
Funciones del Puesto:	<ul style="list-style-type: none"> • Asistir al Gerente General y Asistente Financiero • Proyectar una buena imagen de la empresa. • Atención al público y llevar control de la agenda de la Gerencia. • Atender planta telefónica. • Recepción y envío de documentos; • Procurar la diligencia en los asuntos de su competencia. • Redacción y envío de correspondencia interna y externa. • Mantener en orden los archivos de la empresa.
Requisitos del Puesto:	<ul style="list-style-type: none"> • Sexo femenino • Edad: Entre veinte y treinta años (20-30 años). • Educación: secretaria comercial (bilingüe preferiblemente). • Estudios universitarios preferiblemente en administración • Manejo completo de computación ambiente Windows XP y Office. • Excelentes relaciones humanas. • Experiencia laboral mínima de cuatro (4) años

Puesto	Asistente Administrativo-Financiero
Sueldo Mensual	Q.8,000.00
Número de plazas:	1
Área:	Administración
Reporta a:	Gerente General
Funciones del Puesto:	<ul style="list-style-type: none"> • Asistir tanto al Gerente General como al Contador General de la empresa y brindar toda la información que éstos le requieran coordinando la comunicación entre Gerencia y Contabilidad. • Reportes de tipo administrativo a la gerencia. • Elaboración de informes, solicitud de cotizaciones, solicitud de proformas de adquisiciones, control de especificaciones, administración de la agenda de la Gerencia para sus actividades y reuniones programadas. • Control de los compromisos financieros de la empresa generadora de energía eléctrica • Control cruzado de información de la Gerencia de Planta con la medición de la entrega de potencia y energía de la planta y los reportes del Administrador del Mercado Mayorista • Revisión, cálculo y recomendación de aprobación de los estados de cuenta que reporta el banco en la administración del fideicomiso en forma mensual. • Análisis del flujo de caja, de los fondos de ingreso-egreso que se reportan por el banco y manejo de caja chica.
Requisitos del Puesto:	<ul style="list-style-type: none"> • Título universitario (área de administración de empresas o finanzas) • Preferiblemente bilingüe (70%) • Manejo de paquetes computacionales en ambiente Windows XP y Office. • Sexo masculino o femenino. • Edad entre veinticuatro y treinta y cinco años (24-35 años). • Tener tres (3) años como mínimo de experiencia

Puesto	Contador General
Sueldo mensual:	Q.8,000.00
Número de plazas:	1
Área:	Administración
Reporta a:	Gerente General
Funciones del Puesto:	<ul style="list-style-type: none"> • Manejo del personal a su cargo, para supervisar la ejecución de las labores asignadas al control de los mecanismos más apropiados para la contabilidad general • Llevar el control y seguimiento al manual de procedimientos para compras, adquisiciones y suministros • Verificación en campo de las existencias de inventario • Manejo y coordinación con el asistente financiero de la Gerencia General para la contabilidad que controla las fechas de vencimiento para el pago de las amortizaciones del préstamo a largo plazo para el financiamiento de la construcción de la pequeña central hidroeléctrica • Control de los ingresos por las ventas de potencia y energía que el sistema debe depositar en las cuentas de banco liquidador • Control del movimiento financiero del pago de los compromisos que se administran en el fideicomiso que se contrata con el banco de primer piso que reporta los flujos de caja por venta de potencia y energía
Requisitos del Puesto:	<ul style="list-style-type: none"> • Perito contador graduado con número de registro en la SAT • Experiencia en contabilidad general por software de computadora • Edad entre veinticinco y treinta y cinco (25-35) años • Experiencia mínima de dos (2) años en puestos similares • Sexo masculino de preferencia. (No indispensable) • Dos referencias comerciales o personales con cartas de recomendación • Orientado a trabajar bajo presión. • Dispuesto a residir en el municipio de Melchor de Mencos o a realizar los viajes que fuere necesario para practicar inventarios e inspecciones de control

Puesto	Gerente de Planta
Sueldo mensual:	Q.12,000.00
Número de plazas:	1
Área:	Producción
Reporta a:	Gerente General
Funciones del Puesto:	<ul style="list-style-type: none"> • Será el responsable de todas las actividades correspondientes al manejo de la central generadora • Supervisar todas las actividades operativas y administrativas de la central hidroeléctrica en el sitio de operación, en campo y planta. • Encargado de la supervisión del personal de producción. • Encargado de verificar que se cumplan con las regulaciones establecidas en la normas de coordinación comercial y operativa emitidas por el AMM. • Planeación de la producción, incluyendo mantenimientos, elaboración de programas de operación. • Suministrar informe al Gerente General, con relación a la producción • Control estadístico de generación, entrega y salida de operación de la planta y cumplimiento de las normas de la CNEE y el AMM. • Comunicación radial y por telefonía celular con el personal de operación y con la central en Ciudad de Guatemala a nivel administrativo y logístico.
Requisitos del Puesto:	<ul style="list-style-type: none"> • Título universitario (ingeniería eléctrica, industrial o mecánica eléctrica) • Manejo de paquetes computacionales. Plataformas en Autocad, Works y hojas electrónicas, software específico para el sistema de control y medición. • Liderazgo. Dispuesto a recibir capacitación y adiestramiento. • Sexo masculino de preferencia • Amplio conocimiento en operación de centrales hidroeléctricas • Dispuesto a residir en el municipio de Melchor de Mencos • Edad treinta años en adelante pero menor de cincuenta años. • Tener tres (3) años como mínimo de experiencia

Puesto	Secretaria de Planta de Producción
Sueldo mensual:	Q.4,000.00
Número de plazas:	1
Área:	Producción
Reporta a:	Gerente de Planta
Funciones del Puesto:	<ul style="list-style-type: none"> • Asistir al Gerente de Planta • Proyectar una buena imagen de la empresa. • Procurar la diligencia en los asuntos de su competencia. • Atención al público. • Atender planta telefónica y radio transmisor-receptor. • Recepción y envío de documentos. • Llevar control de la agenda del Gerente de planta y mantener comunicación con él, por radio transmisor-receptor o teléfono celular en todo momento. • Redacción y envío de correspondencia interna y externa. • Participar en la elaboración de los reportes e informes de Gerencia hacia la Presidencia del Consejo de Administración • Mantener en orden los archivos de planta. • Apoyar con el apoyo logístico para la administración central de la planta.
Requisitos del Puesto:	<ul style="list-style-type: none"> • Sexo: femenino. • Edad: Entre veinte y treinta (20-30) años. • Educación: secretaria comercial (bilingüe preferiblemente). • Estudios universitarios preferiblemente • Manejo completo de computación ambiente Windows XP y Office. • Excelentes relaciones humanas. • Experiencia laboral mínima de dos años (2 años) • Residir en el municipio de Melchor de Mencos

Puesto	Operador de planta (Operario)
Sueldo mensual	Q.6,000.00
Número de plazas:	5
Área:	Producción
Sección:	Generación
Reporta a:	Gerente de Planta
Funciones del Puesto:	<ul style="list-style-type: none"> • Operar la central hidroeléctrica EL CAMALOTE • Atender los requerimientos del centro de Despacho de Carga del AMM • Verificar las regulaciones de frecuencia y voltaje de la central • Elaborar informes de operación al Gerente de Planta • Atención especial en situaciones de falla, salida de operación o casos de emergencia • Apoyo a personal de mantenimiento en situaciones de falla.
Requisitos del Puesto:	<ul style="list-style-type: none"> • Estudiante de Ingeniería Eléctrica o mecánica eléctrica o Perito en electricidad con un mínimo de 10 años de experiencia demostrable • Manejo de paquetes computacionales. • Capacitación obtenida en manejo de centrales hidroeléctricas • Dispuesto a residir en el municipio de Melchor de Mencos • Edad entre veintitrés y treinta y cinco años (23-35 años). • Tener experiencia en puestos similares preferiblemente • Aceptar la disciplina, asistencia y puntualidad que exige el tipo de trabajo al que se le destina • Contar con licencia de conducir vehículos livianos • Aceptar la programación de trabajo por turnos y trabajar en equipo • Manejo y control de manuales de operación de todos y cada uno de los equipos, aparatos y máquinas que están instaladas en la central, en especial, el que le toca operar.

Puesto:	Jefe de mantenimiento
Sueldo mensual:	Q.8,000.00
Número de plazas:	1
Área:	Producción
Sección:	Mantenimiento
Reporta a:	Gerente de Planta
Funciones del Puesto:	<ul style="list-style-type: none"> • Inicialización, programación y apagado de maquinaria • Mantenimiento preventivo y correctivo • Inspección del funcionamiento óptimo de la maquinaria en el proceso de producción, generación de energía eléctrica. • Supervisión de los servicios y maquinaria de la planta generadora, en las instalaciones básicas y esenciales para su operación incluyendo consola de comandos, computadora del sistema, controles de medición de potencia y energía, instalaciones de soporte y emergencia, instalaciones internas de iluminación, de agua y sanitarias. • Elaboración de informes y reportes sobre el estado de la planta, en general y en específico para cada parte que contribuye a la generación de energía eléctrica o que puede obstaculizar la operación de la planta. • Manejo y control de manuales de operación de todos y cada uno de los equipos, aparatos y máquinas que están instaladas en la central. • Apoyo a los operarios en situaciones de falla.
Requisitos del Puesto:	<ul style="list-style-type: none"> • Experiencia en mantenimiento de centrales eléctricas principalmente hidroeléctricas • Perito en electricidad o mecánica industrial con un mínimo de 10 años de experiencia demostrable • Edad entre 30 y 50 años • Experiencia mínima de dos (2) años en puestos similares • Sexo masculino • Orientado a trabajar bajo presión y a residir en el municipio de Melchor de Mencos

Puesto	Operativo de Mantenimiento
Sueldo mensual:	Q.5,000.00
Número de plazas:	4
Área:	Producción
Sección:	Mantenimiento
Reporta a:	Jefe de mantenimiento
Funciones del Puesto:	<ul style="list-style-type: none"> • Inicialización, programación y apagado de maquinaria • Mantenimiento preventivo y correctivo • Inspección del funcionamiento óptimo de la maquinaria en el Proceso de producción. • Apoyo a los operarios en situaciones de falla. • Trabajar en equipo y sujeto a instrucciones de sus superiores
Requisitos del Puesto:	<ul style="list-style-type: none"> • Experiencia en mantenimiento de centrales eléctricas principalmente hidroeléctricas • De preferencia, Perito en electricidad o mecánica industrial • Edad entre veinte y treinta y cinco años (20-35 años) • Experiencia mínima de dos (2) años en puestos similares • Sexo masculino • Proactivo, diligente, disciplinado y puntual • Deseos de superación • 2 Referencias personales • Orientado a trabajar bajo presión. • Dispuesto a residir en el municipio de Melchor de Mencos • Aceptar capacitación especializada bajo contrato de cumplimiento

Puesto	Jefe de seguridad y servicios exteriores
Sueldo mensual:	Q.8,000.00
Número de plazas:	1
Área:	Producción
Sección:	Servicios exteriores
Reporta a:	Gerente de Planta
Funciones del Puesto:	<ul style="list-style-type: none"> • Implementar la estrategia de seguridad para la central generadora • Elaborar y supervisar plan de turnos de agentes de seguridad • Elaborar reportes de seguridad para el Gerente de Planta • Programar el mantenimiento de las áreas exteriores de la central • Elaborar y supervisar plan de turnos para mantenimiento de áreas exteriores • Elaborar informes de ingresos y egresos de personal a la planta • Administración de la limpieza, mantenimiento preventivo y correctivo de las armas
Requisitos del Puesto:	<ul style="list-style-type: none"> • Título a nivel diversificado (de preferencia con estudios universitarios) • Experiencia demostrable en seguridad • Sexo masculino • Edad entre 30 y 45 años • Proactivo, diligente, disciplinado y puntual • Deseos de superación • 2 Referencias personales • Orientado a trabajar bajo presión. • Dispuesto a residir en el municipio de Melchor de Mencos • Aceptar capacitación especializada bajo contrato de cumplimiento

Puesto	Agente de Seguridad
Sueldo mensual:	Q.3,500.00
Número de plazas:	5
Área:	Producción
Sección:	Servicios exteriores
Reporta a:	Jefe de Seguridad y servicios exteriores
Funciones del Puesto:	<ul style="list-style-type: none"> • Prestar seguridad a las instalaciones de la planta dentro de su jurisdicción • Vigilancia de ingreso y egreso de personal autorizado. • Vigilancia y control del ingreso y egreso de visitantes distinguidos a la planta • Vigilancia y control de ingreso y egreso de visitantes comunes por razones de trabajo, operación, administración y mantenimiento de la planta. • Inspección del funcionamiento óptimo de las armas puestas a su disposición. • Velar por que tenga municiones y reposición de municiones y siempre se encuentren listas para ser utilizadas. • Apoyo a los operarios en situaciones de falla. • Práctica y ensayo de situaciones de emergencia, en forma periódica. • Asistir al polígono de tiro para prácticas. Llevar control mensual.
Requisitos del Puesto:	<ul style="list-style-type: none"> • Experiencia en el uso de armas, armado y desarmado, limpieza y mantenimiento preventivo y correctivo. • Aceptar que el trabajo se realiza por turnos programados • Edad entre veinte y treinta y cinco años (20-35 años) • Experiencia mínima de dos (2 años) en puesto similares • Sexo masculino • Orientado a trabajar bajo presión. • Dispuesto a residir en el municipio de Melchor de Mencos por turnos de trabajo

Puesto	Operario de servicio exterior
Sueldo mensual:	Q.3,500.00
Número de plazas:	5
Área:	Producción
Sección:	Servicios exteriores
Reporta a:	Jefe de Seguridad y servicios exteriores
Funciones del Puesto:	<ul style="list-style-type: none"> • Realizar el mantenimiento de las áreas verdes • Señalizar las distintas áreas de la central • Dar servicio de limpieza a la presa • Realizar las tareas de conserjería de la central • Realizar la limpieza en las áreas de oficina
Requisitos del Puesto:	<ul style="list-style-type: none"> • Tener aprobado como mínimo el tercero básico • Aceptar que el trabajo se realiza por turnos programados • Edad entre veinte y treinta y cinco años (20-35 años) • Experiencia mínima de dos (2 años) en puesto similares • Sexo masculino o femenino • Orientado a trabajar bajo presión. • Dispuesto a residir en el municipio de Melchor de Mencos por turnos de trabajo

8.2.5. Estimación de sueldos y salarios

A continuación se presenta la tabla de los sueldos y salarios mensual y anual que devengarán cada uno de los puestos que conforman la estructura organizacional de la empresa desarrolladora del proyecto hidroeléctrico. Esto para el supuesto que la central generadora sea superior a 5 MW.

Cuadro 18. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Estimación de sueldos iniciales

Puesto	Cantidad	Sueldo mensual (Q)	Total mensual (Q)	Total anual por sueldos (Q)	Prestaciones (Q)	Total anual (Q)	Total anual (US\$)
Gerente General	1	18,000.00	18,000.00	216,000.00	93,367.44	309,367.44	39,662.49
Secretaria de Gerencia	1	6,000.00	6,000.00	72,000.00	31,122.48	103,122.48	13,220.83
Asistente Administrativo	1	8,000.00	8,000.00	96,000.00	41,496.64	137,496.64	17,627.77
Contador	1	8,000.00	8,000.00	96,000.00	41,496.64	137,496.64	17,627.77
Gerente de Planta	1	12,000.00	12,000.00	144,000.00	62,244.96	206,244.96	26,441.66
Secretaria de planta	1	4,000.00	4,000.00	48,000.00	20,748.32	68,748.32	8,813.89
Operarios	5	6,000.00	30,000.00	360,000.00	155,612.40	515,612.40	66,104.15
Jefe mantenimiento	1	8,000.00	8,000.00	96,000.00	41,496.64	137,496.64	17,627.77
Operario de mantenimiento	4	5,000.00	20,000.00	240,000.00	103,741.60	343,741.60	44,069.44
Jefe de seguridad y servicios exteriores	1	8,000.00	8,000.00	96,000.00	41,496.64	137,496.64	17,627.77
Agentes de seguridad	5	3,500.00	17,500.00	210,000.00	90,773.90	300,773.90	38,560.76
Operario servicios exteriores	5	3,500.00	17,500.00	210,000.00	90,773.90	300,773.90	38,560.76
Total	27		157,000.00	1,884,000.00	814,371.56	2,698,371.56	345,945.07

Tipo de cambio Q7.8/US\$

Fuente: Elaboración propia en base a perfil de puestos y estructura organizativa

Se pretende realizar incrementos salariales del 1% cada año.

8.2.6. Presupuesto para la junta directiva

En cuanto a la junta directiva se contemplan 12 sesiones ordinarias, una por mes y 6 posibles sesiones extraordinarias según sea el caso. A continuación se muestra la estimación del presupuesto anual.

Cuadro 19. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Presupuesto anual para la junta directiva

Miembro del consejo	Dieta por sesión US\$	Sesiones al año	TOTAL US\$	Total Quetzales
Presidente	250.00	18	4,500.00	35,100.00
Vicepresidente	225.00	18	4,050.00	31,590.00
Secretario	225.00	18	4,050.00	31,590.00
Vocal I	200.00	18	3,600.00	28,080.00
Vocal II	200.00	18	3,600.00	28,080.00
TOTAL			19,800.00	154,440.00

Tipo de cambio Q7.8/US\$

Fuente: Elaboración propia en base a perfil de puestos y estructura organizativa

9. EVALUACIÓN DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES DEL PROYECTO

En el presente capítulo se abordará en forma general la descripción del entorno biótico, abiótico, social y cultural a efecto de identificar los posibles impactos ambientales asociados a la construcción y operación de la central generadora y sus respectivas medidas de mitigación. Además, se pretende obtener un estimado de costos asociados a las medidas de mitigación lo cual servirá de base para posteriores análisis dentro de este documento.

9.1. Descripción general del entorno biótico y abiótico

El estado actual del ambiente biótico en el área del proyecto hidroeléctrico “El Camalote” depende del estado de la vegetación existente, lo cual está relacionado con la tenencia de la tierra y la vocación que se le ha dado a la misma.

Una parte importante de la tierra, se ha dedicado a pastos y cultivos, también identificados zonas forestales de manejo. De conformidad con el sistema de clasificación de zonas de vida de Guatemala, la característica original del área corresponde al Bosque Muy Húmedo Subtropical (cálido), que es una de las zonas más extensas del país. Por las condiciones climáticas se caracteriza entre las de mayor precipitación y altas temperaturas lo que ha permitido el desarrollo de una exuberante vegetación, hoy en forma de remanentes.





9.1.1. Flora

Ese bosque original posee una compleja vegetación. “En los mejores suelos, las agrupaciones de árboles alcanzan alturas hasta de 40 metros y diámetros cercanos a un metro y algunas veces mayores, mientras que en los suelos marginales llegan a medir de 10 a 12 metros, con diámetros fustales menores a los citados.

En las extensiones donde aún queda vegetación poco o nada intervenida, las asociaciones de árboles presentan un conjunto compacto fustes – rectos a veces irregulares, con diferentes tonos que van desde el blanco cenizo hasta el gris o café oscuro. Los fustes y copas presentan plantas inferiores (algas y líquenes) y gran número de especies parásitas y epífitas (matapalos, gallitos, orquídeas). Los elementos del conjunto arbóreo presentan copas perfiladas de forma compacta, hojas de diferentes tamaños, textura suave, persistentes y generalmente sin espinas. En el bosque se han reportado cuatro estratos característicos: un dominante, un co-dominante, un

arbustivo y un herbáceo. Existe amplio predominio de bejucos, epífitas, palmáceas, helechos y matapalos.³⁰

Figura 40. Vegetación típica del área de influencia del proyecto hidroeléctrico El Camalote

	
<p>Sobre un tronco predominan gallos y musgos</p>	<p>Área con predominio de helechos gigantes.</p>
	
<p>Corozo en primer plano. Área fuertemente intervenida, cercana a la zona del Proyecto</p>	<p>Hongos de madera creciendo sobre árboles muertos</p>

Fuente: Archivo fotográfico del proyecto

“El suelo es por lo general superficial, rico en materia orgánica total o parcialmente descompuesta, producto del estrato superior (hojas, ramas, etc.), donde abunda la vida silvestre. La vegetación descrita se da en aquellas áreas donde el bosque ha sido poco o nada intervenido, como los de

³⁰ Se tomó como referencia el Análisis Ambiental del área de influencia del proyecto hidroeléctrico El Camalote (versión preliminar)

galería (propios de quebradas y cursos de agua en barrancos), allí se reportan otro tipo de organismos como los hongos.

En las áreas cercanas al Proyecto hidroeléctrico El Camalote, la mayoría de fincas en toda su extensión o a las rutas de acceso, los bosques han sido severamente intervenidos, encontrándose frecuentemente primeras etapas de sucesión de vegetación (guamiles), ocasionalmente con árboles del bosque original.

En donde el bosque natural ha sido recientemente sustituido por agricultura y pastos, se hace evidente como indicador vegetal el Corozo, tutz, de la familia Palmaceae (*Orbignyacohune*) y asociado a éste están los helechos.

Los pastos y matorrales representan aquellas áreas originalmente ocupadas por los bosques subtropicales húmedos y que fueron deforestadas para su utilización agrícola. Los patrones de ocupación de la tierra por las comunidades locales conllevan a la deforestación por desbroce manual y quema de las parcelas de cultivos (roza), para su utilización. Al recogerse la cosecha estas parcelas son dejadas en barbecho por períodos entre 3-10 años hasta que vuelven a ser utilizadas.

Los matorrales, se asocian a los estadios tempranos en la sucesión vegetal donde el terreno es colonizado por especies pioneras fundamentalmente arbustivas y herbáceas, conocidas como malezas. Se desarrollan en los primeros 5 años a partir del abandono del terreno.

Las fotografías muestran el lugar preciso donde se encuentra el sitio de presa y la localización de la casa de máquinas con la subestación eléctrica elevadora de voltaje. En las riberas puede notarse aprovechamiento de agricultura, sin embargo la conservación de bosque se concentra en la montaña.³¹

³¹ Se tomó como referencia el Análisis Ambiental del área de influencia del proyecto hidroeléctrico El Camalote (versión preliminar)

Figura 41. Fotografías que muestran la vegetación del área de influencia del proyecto hidroeléctrico El Camalote



Fuente: Archivo fotográfico del proyecto

9.1.2. Fauna

“La fauna prevaleciente en la parte baja de la cuenca del Río Polochic ha sido típica del reino neotropical, que ocupa la totalidad de Sudamérica, así como la totalidad de Panamá y Costa Rica, la mayor parte de Nicaragua y las tierras bajas costeras del resto de Centroamérica y de la mitad sur de México.

En lo correspondiente a Guatemala, la representación de este reino, comprende las planicies del Departamento de Petén, así como las tierras bajas caribeñas (lo cual incluye a todo el Departamento de Izabal y otras bajuras adyacentes de la Alta Verapaz), del mismo reino son también todas las tierras bajas de la planicie del Océano Pacífico y la ladera contigua de la cordillera volcánica.

Entre los mamíferos de este origen están principalmente:

- Tacuazín (*Didelphys marsupialis*),
- Armadillo (*Dasypus novemcinctus*),
- Saraguato (*Alouatta palliata*),
- Pizote (*Nasua narica*),
- Micoleón (*Potos flavus*),
- Tepezcuintle (*Agouti paca*),
- Coche de monte (*Tayassu pecari*), y
- Huitzil (*Mazama americana*).

Las aves características o representativas de dicho reino, entre otras, están:

- Mancolola (*Tinamus major*),
- Águila harpía (*Harpía harpyja*),
- Loro real (*Amazona farinosa*),
- Lechuza (*Glaucidiumbrasilianum*),
- Tolobojo (*Momotusmomota*),
- Hormiguero (*Grallariaguatemalensis*), y
- Coronadito (*Zonotrichiacapensis*).

Entre las aves también se reportan como ejemplos:

- Pato (*Cairina moschata*),
- Chacha negra o Cayaya (*Penelopinanigra*),
- Sigamonta (*Geococcyx velox*), y
- Sacualpilla (*Campylorhynchus rufinucha*)

Los mamíferos característicos de origen mesoamericano, más comunes son:

- Musaraña (*Sorex veraepacis*),
- Tacuazín ratón (*Marmosa mexicana*),
- Murciélago (*Myotis cobanensis*),
- Ardilla (*Sciurus yucatanensis*),
- Taltuza (*Orthogeomys grandis*),
- rata canguro (*Liomys salvini*),
- Ratón de monte (*Rheomys thomasi*), y
- Puercoespín (*Coendu mexicanus*)

En las partes altas, la fauna de origen Neártico, está caracterizada por algunos mamíferos como:

- Gato de monte o Zorra Gris (*Urocyoncinereo argenteus*),
- Coyote (*Canis lantrans*),
- Mapache (*Procyon lotor*),
- Zorrillo (*Mephitis macroura*), Puma (*Felis concolor*) y
- Venado (*Odocoileus virginianus*)

Algunas aves de origen neártico son:

- Codorniz (*Colinus virginianus*),

- Cheje (*Melanerpes formicivorus*),
- Carpintero (*Colaptes auratus*) y
- Sastercillo (*Psaltriparus minimus*)

Similar situación de origen se da con especímenes pertenecientes a las otras clases de vertebrados, es decir, reptiles, anfibios y peces. Debe resaltarse que solamente en aproximadamente el 5% de la extensión del área que pertenece al bosque natural, puede eventualmente reportarse la presencia de especímenes de especies como las ya mencionadas, muchas de las cuales son indicadoras de áreas prístinas o de bosques muy poco perturbados que se encuentran en los bosques de galería.

Las áreas de concesión para la exploración forestal y con incidencia en ganadería vacuna, presentan un bosque natural fragmentado, rodeado predominantemente, de zonas de agricultura y pastos, ello las hace susceptibles al avance de la frontera agrícola y únicamente favorece a poblaciones de especies que coevolucionan con dichas actividades como la fauna cinegética o de cacería, sin embargo los tepezcuintles, venados, cotuzas y otros especímenes de aves, tienen poblaciones muy presionadas por la cacería de subsistencia.

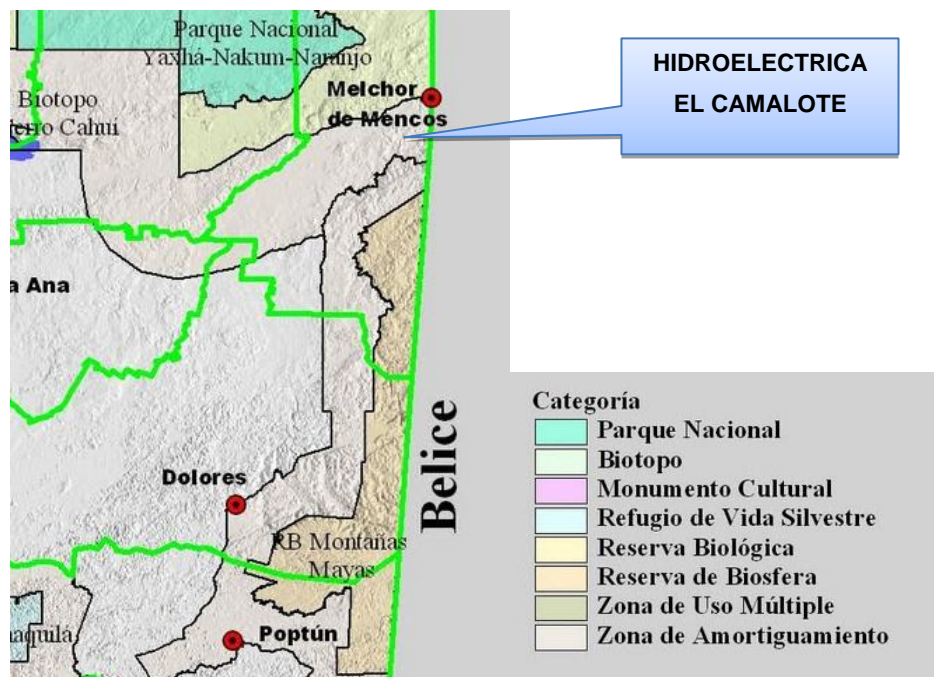
La fauna de la región como ha sido demostrado en varios estudios, es muy diversa y convive en ecosistemas frágiles como lo son los bosques tropicales lluviosos. La Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo – CCAD – (1999) hizo una recopilación de información concerniente a especies amenazadas para países de Centro América y México tomando en cuenta criterios de instituciones estatales de protección de la naturaleza.³²

9.1.3. Áreas protegidas y ecosistemas Frágiles

La zona de desarrollo del proyecto hidroeléctrico se encuentra colindante con la zona de la reserva de Biosfera Maya y de la Reserva de Biosfera Montañas Mayas Chiquibul, con 20,760 hectáreas, protegido por el Decreto Legislativo N° 64/95, aparece en el Sistema Guatemalteco de Áreas Protegidas como Propiedad no Regularizada. Su II Plan Maestro se encuentra vigente hasta el año 2009, tal como se aprecia en el mapa de áreas protegidas cuya escala ha sido agrandada a 1:200,000 con relación a otras escalas, para poder visualizar regionalmente áreas protegidas cercanas.

³² Se tomó como referencia el Análisis Ambiental del área de influencia del proyecto hidroeléctrico El Camalote (versión preliminar)

Figura 42. Áreas protegidas cercanas al área del proyecto hidroeléctrico El Camalote



Fuente: Extraído del mapa de Áreas Protegidas, Departamento de Peten. CONAP

Cuadro 20. Datos generales de la Reserva Biosfera Montañas Chiquibul

Número de Reserva	18
Nombre	Montañas Mayas Chiquibul
Categoría de Manejo	Reserva de Biósfera
Ubicación geográfica	Petén
Tipo de Categoría	Tipo VI
Total Unitario	123,599.00
Total sin 53 aps dentro de Aps	123,599
Total Global (240 Aps)	123,599
Administrador	CONAP
BASE LEGAL	Decreto Legislativo N° 64-95
Año Declaratoria	1995
Convenio de Coadministración	NO
Estatus el Plan Maestro	Aprobado en resolución CONAP N° dj271/2004
PERÍODO DE VIGENCIA	2004-2009

Fuente: Elaboración propia en base a información general de la biosfera Montañas Chiquibul

Sin embargo, la zona de desarrollo del proyecto hidroeléctrico El Camalote está fuera, colindante en el borde superior norte del área protegida de la zona de la reserva de Biosfera Maya y de la Reserva de Biosfera Montañas Mayas Chiquibul.

9.2. Identificación de Impactos ambientales

Los métodos de identificación y calificación de impactos ambientales ayudan a determinar el rango de los impactos potenciales, incluyendo su dimensión espacial y su período de ocurrencia. En general, los métodos identifican las interacciones entre las actividades de generación de energía a base de hidroelectricidad y los elementos del medio ambiente que podrían ser afectados por dichas actividades, dándoles una calificación y algunas veces, un grado de cuantificación.

9.2.1. Matrices de identificación de impactos

La metodología que fue utilizada en la identificación y calificación de impactos se basa en la elaboración de una matriz de verificación, la cual compara cada componente del medio ambiente con las actividades esperadas en la etapa de planificación, desarrollo, construcción, operación y mantenimiento. En cada caso se indica si la interacción es positiva (+), negativa (-), si conlleva efectos de ambos tipos (+/-), o si simplemente, es insignificante o inexistente (0). A continuación se muestran los criterios utilizados para determinar la valoración de impactos ambientales.

Cuadro 21. Criterios de valoración de impactos ambientales (parte 1)

Criterios	Especificación	Símbolo	Definición
Reversibilidad	Reversible	1	La alteración puede ser asimilada por el entorno de forma medible, a corto, mediano o largo plazo, debido a los procesos naturales de la sucesión ecológica y de los mecanismos de autodepuración del medio
	Irreversible	2	Supone la imposibilidad o dificultad extrema de retornar por medios naturales, a la situación anterior a la acción que lo produce
	Irrecuperable	3	La alteración al medio o pérdida es imposible de reparar
Duración	Temporal fugaz	1	Si el impacto permanece menos de un año
	Temporal	2	El impacto permanece entre 1 y 10 años
	Temporal pertinaz	4	Permanece por un tiempo mayor de 10 años; este también puede ser llamado impacto permanente o de duración indefinida
Tiempo en aparecer	Corto Plazo	(C)	Aparece inmediatamente o dentro de los 6 meses posteriores a la construcción o puesta en marcha
	Mediano Plazo	(M)	Aparece entre 6 meses y 5 años después de la construcción
	Largo Plazo	(L)	Se manifiesta 5 o más años después de la construcción o puesta en marcha
Relevancia para el monitoreo	Baja	(↓)	No es significativo incluirlo en el monitoreo ambiental
	Media	(⇒)	Se incluye en el monitoreo con vigilancia espaciada para el control de su evolución
	Alta	(↑)	Debe incluirse dentro del monitoreo con un programa específico de control de su evolución y de la efectividad de las medidas de mitigación aplicadas

Fuente: Elaboración propia en base a Manual para la evaluación de impacto ambiental de proyectos, obras o actividades. Arboleda, Jorge

Cuadro 22. Criterios de valoración de impactos ambientales (parte 2)

Criterios	Especificación	Símbolo	Definición del impacto
Naturaleza	Positivo	(+)	Interacción que implica una mejora ambiental
	Negativo	(-)	Interacción que implica afectar un medio
	No significativo	(n)	De naturaleza insignificante
	Previsible	(x)	Difícil de cuantificar sin estudios previos
Magnitud	Intensidad Baja	1	Si el área afectada es inferior a una hectárea o no afecta significativamente la línea base
	Intensidad Moderada	2	Cuando el área afectada comprende entre 1 y 10 hectáreas, pero puede ser atenuado hasta niveles poco dañinos
	Intensidad Alta	3	Cuando el área afectada por el impacto es mayor a 10 hectáreas
Importancia	Sin importancia	0	Insignificante
	Menor	1	Socialmente poco valorada
	Moderada	2	Parcialmente valorada desde el punto de vista social
	Importante	3	Demanda una atención de la sociedad
Certeza	Cierto	(c)	Cuando el impacto ocurrirá con una probabilidad > al 75%.
	Probable	(p)	Ocurrirá con una probabilidad entre 50 y 75%
	Improbable	(i)	Ocurrirá con una probabilidad menor del 50%
	desconocido	(d)	Se requieren de estudios específicos para evaluar la certeza del impacto.
Tipo	Directo	(D)	Es consecuencia directa de la construcción u operación del proyecto, el efecto tiene una incidencia inmediata
	Indirecto	(In)	Es consecuencia indirecta de la construcción u operación del proyecto, supone una incidencia retrasada en el tiempo
	Acumulativo	(Ac)	Cuando los impactos individuales repetitivos dan lugar a otros de mayor impacto, o bien al prolongarse en el tiempo, se incrementa progresivamente su gravedad al carecer el medio de mecanismos de eliminación
	Sinérgico	(Sn)	La presencia simultánea de varios agentes o acciones supone una incidencia ambiental mayor que el efecto sumado de las incidencias individuales

Fuente: Elaboración propia en base a Manual para la evaluación de impacto ambiental de proyectos, obras o actividades. Arboleda, Jorge

De esta forma, se asegura que se están incluyendo en el análisis ambiental, todas las interacciones relevantes, evitando asignar un gran esfuerzo para recopilar e interpretar información para interacciones no existentes o insignificantes. El cuadro siguiente contiene la matriz de identificación de las interacciones existentes entre las actividades a desarrollar en el proceso hidroeléctrico, en sus diferentes etapas y los componentes ambientales.

Cuadro 23. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Matriz de Identificación de impactos en la etapa de preparación del sitio.

Medio	Componente	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
FÍSICO QUÍMICO	Agua (cantidad)					+					
	Agua (calidad)				+	+			-	-	
	Ruidos							-	+	-	-
	Gases y polvo							+	-	-	
	Suelo (cantidad)						-				
	Suelo (calidad)			-	+	+			-	-	
	Uso potencial					+	+				+
BIOLÓGICO	Vegetación		-		+	+	-			-	
	Fauna			-	+	+	-	+	-	-	
	Organismos acuáticos					+					
ECOLÓGICO	C. biogeoquímicos				+	+			-	-	
SOCIOECONÓMICO Y CULTURAL	Paisaje				+		-	+	-		+
	Riesgos	-					-	+			+
	Cultura	+		+	+	+	-		-	-	+
	Economía Regional		+			+	+		+		+
	Empleo	+	+		+	+	+		+	+	+
	Otros Proyectos		+	+		+			+		+
<u>NOMENCLATURA</u>		<p>1. Reconocimiento de campo</p> <p>2. Replanteo de topografía</p> <p>3. Evaluación arqueológica</p> <p>4. Evaluación forestal</p> <p>5. Caracterización de los cuerpos de agua</p> <p>6. Reunión con comunidades y propietarios para llegar acuerdos</p> <p>7. Establecimiento de línea base para la calidad del aire y ruidos</p> <p>8. Adecuación y apertura de accesos</p> <p>9. Conformación de áreas de trabajo</p> <p>10. Catastro de la zona y adquisición de tierras</p>									

Fuente: Elaboración propia en base a posibles impactos ambientales

Cuadro 24. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Matriz de Identificación de impactos en las etapas de construcción de obra civil

Medio	Componente	1	2	3	4	5	6	7	8
FÍSICO QUÍMICO	Agua (cantidad)	+	+					+	+
	Agua (calidad)	+	+	-			-	+	+
	Ruidos		-	-	-		-	+	
	Gases y polvo		-	-	-	-	-	+	
	Suelo (cantidad)	-	+	-	-	-			+
	Suelo (calidad)	-	-			+	-	+	+
	Uso potencial	+	+	-	-	-	+	+	
BIOLÓGICO	Vegetación	-	-		-	-	+		+
	Fauna	-	-	-	-	-	+		+
	Organismos acuáticos	+	+					+	+
ECOLÓGICO	C. biogeoquímicos	+	+		-	-		+	
SOCIOECONÓMICO Y CULTURAL	Paisaje	+	+	-	-	+	-	+	-
	Riesgos	-	-	-	+	+	-	+	-
	Cultura	+	+	+	+	-	+	+	+
	Economía Regional	+	+	+	+	+	+	+	
	Empleo	+	+	+	+	+	+	+	+
	Otros Proyectos	+	+				+		+
<u>NOMENCLATURA:</u>									
<ol style="list-style-type: none"> 1. Zona de embalse 2. Sitio de presa 3. Casa de máquinas 4. Sub estación 5. Línea de transmisión 6. Carretera 7. Medidas de prevención ambiental 8. Medidas de compensación ambiental 									

Fuente: Elaboración propia en base a posibles impactos ambientales

Cuadro 25. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Matriz de Identificación de impactos en las etapas de operación y abandono

Medio	Componente	1	2	3	4	5	6	7	8
FÍSICO QUÍMICO	Agua (cantidad)								
	Agua (calidad)	-	-	-		+		+	+
	Ruidos	-	-	-					
	Gases y polvo	-	-	-					
	Suelo (cantidad)								
	Suelo (calidad)					+		+	+
	Uso potencial								
BIOLÓGICO	Vegetación						+		+
	Fauna	-	-	-			+		+
	Organismos acuáticos							+	
ECOLÓGICO	C. biogeoquímicos								
SOCIOECONÓMICO Y CULTURAL	Paisaje					+		+	
	Riesgos				+	+			
	Cultura						+		
	Economía Regional								
	Empleo	+	+	+		+			+
	Otros Proyectos								+
<u>NOMENCLATURA:</u>									
<ol style="list-style-type: none"> 1. Limpieza general de la zona 2. Clausura de caminos temporales 3. Limpieza general del sitio intervenido 4. Reforestación 5. Delimitación de zona de inundación 6. Elaboración del plan de gestión ambiental 7. Mantenimiento y manejo de la cuenca 8. Monitoreo y evaluación 									

Fuente: Elaboración propia en base a posibles impactos ambientales

9.2.2. Evaluación de Impacto Social

El municipio de Melchor de Mencos, afronta una problemática asociada al bajo Índice de Desarrollo Humano, lo que en orden de prioridad se lista a continuación:

1. Pobreza extrema.
2. Deficiente servicio de agua potable en cuanto a calidad.
3. Falta de lugares apropiados para la disposición de excretas (letrinas), en un mayor porcentaje de comunidades del municipio.
4. Débil cobertura de los servicios locales de salud.
5. Inexistencia de lugares adecuados para disposición de basuras.
6. Deforestación acelerada de la cobertura boscosa e incendios forestales.
7. Excesiva vulnerabilidad a desastres naturales
8. Falta de drenajes
9. Escaso desarrollo turístico ante alto potencial turístico
10. Falta de carreteras asfaltadas que comuniquen a los municipios con las cabeceras departamentales.

El proyecto hidroeléctrico El Camalote, favorece indirectamente al municipio con la mejora en el suministro de energía, dado que la hidroeléctrica se encuentra en uno de los extremos del sistema interconectado; por otro lado, el municipio dispondrá de mayores fuentes de empleo para los pobladores locales. En el presente caso la evaluación del impacto social es positiva.

Existen dos grupos de personas integradas y agrupadas, unos están de acuerdo con el desarrollo del proyecto hidroeléctrico y otros no, para los segundos ha habido conversaciones a efecto de llegar a entendidos, al menos la comunicación existe. Un temor que han manifestado es que al explorar cerca de las fuentes de agua estas se dañen.

Sin embargo, se considera como un impacto directo, el cambio de cultura de la población hacia los proyectos hidroeléctricos el cual tendrá una influencia en los pobladores. Este impacto podrá ser positivo o negativo en función del abordaje que realice el inversionista.

9.2.3. Síntesis de la evaluación de impactos ambientales

Este inciso tiene como propósito realizar la síntesis de la evaluación de los impactos ambientales que la generación de hidroenergía sobre el río Mopán puede provocar.

El resultado de la valoración de la importancia del impacto ambiental, incluyendo aquellos impactos que generan efectos acumulativos y una comparación de la calificación de los impactos ambientales, en particular el balance entre los impactos negativos y positivos; y finalmente resumir cuáles son los impactos más importantes producidos.

Impactos negativos significativos:

Después de efectuar un análisis de las matrices de identificación y evaluación de impactos se observa que los impactos negativos (significativos), sobre el entorno, derivados de la preparación del sitio, embalse del río principalmente y abandono de la etapa de exploración, se pueden resaltar los siguientes resultados:

- **Etapa de preparación del sitio y construcción:** Desmonte y descapote afecta directamente la vegetación, en los sitios de embalse y veredas peatonales con lo que se ahuyenta a especies de fauna y altera el paisaje.
- **Durante la etapa de construcción,** el uso de la maquinaria afecta la calidad de agua, provoca ruidos y emisiones de gases y partículas en suspensión, manteniendo cierta susceptibilidad a riesgos de accidentes.
- **Durante la etapa de operación,** existe la susceptibilidad de accidentes y demás, relacionado con la salud humana.

Impactos positivos significativos:

Los impactos positivos encontrados son los siguientes:

- El establecimiento de la línea base, permite una comparación del estado de los recursos bióticos y abióticos antes de las intervenciones del proyecto
- Las actividades brindan empleo y mano de obra directa e indirecta en los diferentes centros poblados.
- La generación de energía a base de agua, permite la estabilización de los precios de electricidad para el largo plazo, evita generación a través de combustibles fósiles, se evita gases de efecto invernadero por esta generación fósil y finalmente, se mejora la balanza comercial al evitar importación de combustibles fósiles.
- El desarrollo hidroeléctrico de la zona incidirá en lograr que se construyan carreteras y se mejoren algunas existentes, con lo cual se mejora la movilidad del municipio de Melchor de Mencos.

9.3. Medidas de mitigación

Luego del análisis de los impactos ambientales, tanto positivos como negativos, se puede determinar que el proyecto aporta más elementos positivos, sin embargo, para los impactos negativos se plantea las siguientes medidas de mitigación.

Cuadro 26. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Medidas ambientales de mitigación propuestas

Impacto negativo significativo	Medida de mitigación propuesta
Desmonte y descapote afecta directamente la vegetación, en los sitios de embalse y veredas peatonales con lo que se ahuyenta a especies de fauna y altera el paisaje.	Plan de reforestación y monitoreo ambiental, que priorice vegetación herbácea y arbustiva.
Durante la etapa de construcción , el uso de la maquinaria afecta la calidad de agua, provoca ruidos y emisiones de gases y partículas en suspensión, manteniendo cierta susceptibilidad a riesgos de accidentes.	Desarrollar un plan de seguridad industrial para los trabajadores y gestionar horarios, principalmente de traslado de materiales y maquinaria que les sea menos perjudicial a los pobladores. Restringir a la población en general zonas de peligro.
Durante la etapa de operación , existe la susceptibilidad de accidentes y demás, relacionado con la salud humana.	Implementar un plan para la seguridad y salud humana, que permita prevenir los riesgos para evitar las vulnerabilidades presentes en la zona.
Posible impacto en el ámbito cultural	Diseñar estrategias de información socialmente compatibles con los grupos étnicos y propietarios de fincas, que evitan riesgos por acciones de grupos opositores a la hidroelectricidad. Implementar un programa de Responsabilidad social empresarial, que fomente la política de buen vecino

Fuente: Elaboración propia

9.3.1. Programa de reforestación y monitoreo ambiental

Con esta medida se pretende compensar la cobertura forestal afectada por el proyecto, a través de reforestación de áreas cercanas al proyecto que no tengan una adecuada cobertura forestal. Se pretende además, realizar un plan de reforestación de la cuenca, realizando sinergias y alianzas con organizaciones en pro del Ambiente.

Por otro lado, se pretende llevar un control estricto de las recomendaciones que para el efecto emita el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales –MARN-, y velar porque se mejore la calidad ambiental.

9.3.2. Plan de seguridad para la protección y salud humana

El Plan de Seguridad para la Salud Humana o de Protección a la Salud Humana, tiene como objetivo conservar en buen estado la salud de los trabajadores de tal forma que cualquier tipo de accidentes puedan ser prevenidos. Así también, persigue que el trabajador tenga un ambiente de trabajo confortable para la realización de sus actividades.

Independientemente de las medidas de seguridad y protección que implemente el propietario del proyecto, a continuación se enumeran medidas de carácter general, medidas directas y de prevención para la salud.

- **Acceso y Permanencia:** dentro del Área de la Hidroeléctrica EL CAMALOTE únicamente con autorización de Gerencia.
- **Transporte:** Toda persona que conduzca un vehículo deberá tener licencia de conducir vigente, observar los límites de velocidad establecidos, así como cumplir con todas las normas de seguridad y tránsito..
- **Medidas de Seguridad General:** Establecer un manual de seguridad industrial que contemple en función a las buenas prácticas de la industria eléctrica y específicamente de generación.
- **Salud:** Dotar las áreas de trabajo con instalaciones sanitarias y de lavado que posean equipo y accesorios (e.g. cremas protectoras) de limpieza, para permitir al personal su protección propia e individual por medio del lavado de materiales cáusticos con los que pudieron estar en contacto, solventes, residuos de combustibles y aceites, etc. Asimismo, establecer un plan de salud para los trabajadores.
- **Ruido:** Los niveles de ruido máximos en las áreas de trabajo deberá ser de 70 db(A); si éste nivel es excedido, deberá dotarse al personal de los equipos de protección auditiva correspondientes. Supervisar el uso de los equipos de protección en las áreas de mayores

niveles de exposición (Cualquiera que tenga presión sonora arriba de 70 dB(A) y establecer períodos de exposición acordes).

- **Fluidos Tóxicos:** No se deberá permitir la acumulación de trapos aceitosos, y otros residuos. Toneles de aceite, pinturas, etc., deberán estar completamente cerrados, aún cuando estén en uso. Para propósitos de limpieza podrán utilizarse los productos químicos autorizados por el Gerente de Campo del Proyecto o quién ejecute estas funciones.
- **Exámenes Médicos:** Durante la Fase de Operación, deberá establecerse un programa periódico de exámenes médicos para todo el personal que labora en la empresa. Este servicio podrá contratarse, contando con la coparticipación económica de los empleados beneficiados o bien estarán amparados por el Instituto Guatemalteco de Seguridad Social, IGSS.
- **Entrenamiento:** Deberá entrenarse todo el personal sobre prácticas y procedimientos de seguridad, en la localización, manejo y control de diferentes tipos de incendios y en el uso de los equipos de emergencia; así como en la utilización del equipo de protección personal.
- **Primeros Auxilios:** Aunque la población de Melchor de Mencos y sus alrededores, cuentan con Centro de Salud y Hospital Regional, se debe establecer contacto con ese y otros centros asistenciales y hospitalarios (saber los números telefónicos y hacer los arreglos necesarios) más cercanos, en caso de cualquier emergencia que se suceda. Adicionalmente, deberá mantener informado al segundo en orden de mando en la central hidroeléctrica.
- **Higiene:** Promover y exigir estándares de higiene en las cocinas, almacenamiento de comidas, servicios sanitarios, potabilidad del agua de consumo humano e instalaciones en general.

9.3.3. Responsabilidad social empresarial –RSE-

La Responsabilidad Social Empresarial (RSE) es una decisión estratégica y prácticas empresariales basadas en principios éticos y apegados a la legalidad. Dentro del marco de desarrollo del proyecto hidroeléctrico El Camalote, se recomienda esta acción como medida para mitigar cualquier oposición social al proyecto y fortalecer con ello la viabilidad del proyecto.

Dentro de este contexto se contempla realizar programas tanto al interno de la empresa (trabajadores y colaboradores) como a lo externo (comunidad, municipalidad, entidades gubernamentales), en miras a coadyuvar a la mejora del ambiente y del nivel de vida de las poblaciones cercanas, que aunque, esta última meta es responsabilidad del Estado de Guatemala,

parte de las utilidades de la central generadora, podrán destinarse a este fin a través de proyectos sociales.

9.3.4. Costo por concepto de medidas de mitigación

En la etapa de elaboración de estudios, en la que aún se encuentra el proyecto hidroeléctrico, no puede determinarse un presupuesto anual específico. Sin embargo, puede asumirse un valor anual dentro del marco de la RSE, bajo una política buen vecino, como se indica:

Mitigación ambiental:	US\$ 70,000.00
Proyectos sociales:	<u>US\$ 70,000.00</u>
TOTAL ANUAL:	US\$ 140,000.00

Por otro lado se contempla que es necesario realizar una labor previa en el ámbito social, lo cual puede estimarse puede costar cerca de US\$ 100,000.00.

10. ANÁLISIS DE EVALUACIÓN FINANCIERA

En el presente capítulo se evaluará la factibilidad financiera del proyecto hidroeléctrico El Camalote, a través diversos escenarios que permitirán determinar cuál es el dimensionamiento óptimo de la central, que maximice la rentabilidad del proyecto.

10.1. Metodología para la selección de la capacidad óptima

El indicador financiero definido para seleccionar la capacidad óptima del proyecto hidroeléctrico El Camalote, es la Tasa Interna de Retorno Financiera –TIRF-. A continuación se explica la metodología utilizada:

1. Definir criterios de evaluación
2. Determinación de la estructura de financiamiento
3. Determinación de la inversión inicial en función de la capacidad instalada
4. Determinación de los costos asociados a la etapa de operación del proyecto
5. Determinación de los ingresos del proyecto en función de la capacidad instalada y precios de energía y potencia
6. Definición de escenarios en base a proyecciones de precios y estructura de financiamiento.
7. A través de un modelo informático en hojas de Excel y utilizando la herramienta Solver, optimizar la TIR en cada uno de los escenarios (Ver 10.1.2)
8. Calcular otros indicadores financieros como lo son: el Valor Actual Neto –VAN, Relación Beneficio Costo -R.B/C- y período de recuperación de la inversión
9. Comparar los resultados de la TIRF en cada uno de los escenarios
10. Seleccionar un valor de capacidad instalada que arroje indicadores favorables para la mayoría de los escenarios.

10.1.1. Criterios de evaluación

A continuación se describen los criterios que serán utilizados para determinar la factibilidad financiera del proyecto hidroeléctrico.

- El período de análisis será de 25 años, ya que está comprobado que una central hidroeléctrica puede estar en funcionamiento por más de 100 años sin cambios estructurales, y da la pauta de una análisis de largo plazo, pero debido a la vida útil de los equipos electromecánicos se recomienda este plazo.
- Se analizará la capacidad óptima del proyecto dentro de capacidades inferiores o iguales a 18 MW.

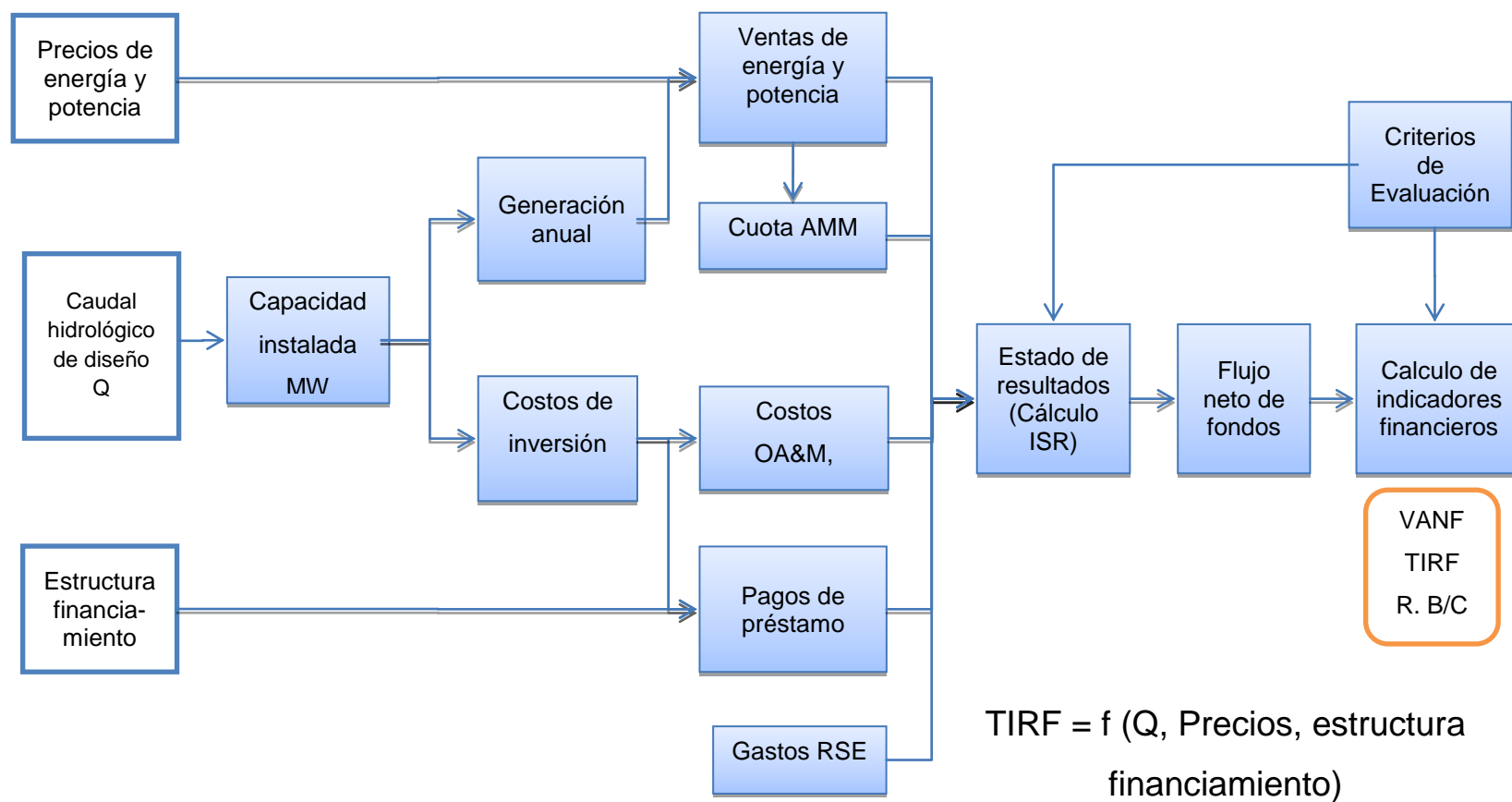
- El cálculo de los indicadores financieros se realizará únicamente desde el punto de vista de los inversionistas.
- Se utilizará una tasa de rendimiento mínima esperada -TREMA- del 22%, o tasa de descuento para fines de evaluación financiera, ya que según lo manifestado por los inversionistas del proyecto, un valor inferior no les es atractivo.
- Se asumirá que en el año 25 se vende el proyecto en un valor correspondiente al 100% de su costo de construcción. Este valor no está asociado a su valor en libros, sino al valor de mercado del proyecto, que aunque su infraestructura por el transcurrir de los años sufra deterioro, la oportunidad que genera un negocio establecido aumenta las expectativas de cualquier inversionista.
- Para los primeros 10 años no se pagará ISR, según lo establecido en la Ley de Incentivos para proyectos de energía renovable, Decreto 52-2003.
- El ISR para los años posteriores al año 10, se calculará como un 5% de las ventas totales del proyecto, ya que un proyecto hidroeléctrico conlleva menores costos de operación, administración y mantenimiento, y este régimen resulta menos gravoso.
- Para simplificación del análisis se utilizará una depreciación del 5% anual para el costo de construcción del proyecto, asociada principalmente a la depreciación de la obra civil. Sin embargo, por la elección del ISR no tiene ningún impacto en los flujos de fondos.
- Se contempla un monto de 100,000 US\$ de capital de trabajo, pero para simplificación del análisis se incluye en el monto de pre-inversión del proyecto.

10.1.2. Modelo informático

Para facilitar el análisis se desarrolló un modelo financiero en hojas de cálculo, que relaciona todas las variables asociadas a los ingresos y egresos del proyecto, determina el flujo neto de fondos y calcula los indicadores financieros, apoyado en la herramienta Solver de Excel.

A continuación se observa en forma esquemática la lógica utilizada para dicho modelo informático.

Figura 43. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Diagrama esquemático que muestra las relaciones de las principales variables que utiliza el modelo informático utilizado para el análisis de optimización financiera



Fuente: Elaboración propia

En virtud que la TIRF es una función de la capacidad instalada, la estructura de financiamiento y los precios de venta de la energía y potencia, dentro de la estructura del modelo informático se plantea que tanto la estructura financiera como los precios sean constantes, y con ello dejar como variable única a la Capacidad instalada.

La variable "TIRF" se convierte en una variable dependiente de la variable *Caudal de diseño*, que a su vez es el parámetro para calcular la capacidad instalada y la generación de energía eléctrica. Por tal motivo, la única condicionante dentro de la herramienta Solver es el análisis dentro de un rango de caudal de diseño entre 1 y 80 m³/s.

10.2. Estructura de financiamiento

La estructura de financiamiento planteada a continuación indica las posibles formas de lograr que el proyecto llegue al cierre financiero para lograr la construcción del proyecto hidroeléctrico. En este orden de ideas para efecto de la presente evaluación, se contempla que dicho cierre financiero se realizará a través de la adquisición de un préstamo, bajo las siguientes condiciones:

- 10 años de plazo para pago de la deuda
- La tasa de interés 7.5% anual
- Las amortizaciones se calcularán a través de cuotas niveladas con pagos anuales en fecha vencida.
- En cuanto a la relación de deuda se estima que las más usuales son las siguientes:
 - 70% préstamo – 30% inversionistas (70/30)
 - 80% préstamo – 20% inversionistas (80/20)
 - según lo manifestado por los inversionistas del proyecto están dispuestos a aportar un máximo del 30%
- Para la entidad financiera, los intereses durante la construcción no se consideran dentro del costo total del proyecto y deberá ser asumido por el inversionista.

A continuación se muestra el destino de los aportes de los inversionistas y del préstamo bancario.

Cuadro 27. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Destino de los aportes para el desarrollo del proyecto

Quién aporta	Rubros
Inversionista	<ul style="list-style-type: none"> • Terrenos • Estudio de factibilidad • Permisos y licencias • Aporte a la construcción (Equity)
Entidad financiera	<ul style="list-style-type: none"> • Aporte directo a la construcción

Fuente: Elaboración propia

10.3. Análisis de egresos

El análisis de los egresos permite identificar todos aquellos costos o gastos, que representen en si una salida de fondos por parte de los inversionistas a considerar en las evaluaciones financieras para la determinación de la capacidad óptima del proyecto hidroeléctrico.

10.3.1. Inversión inicial

Para efecto del cálculo de los indicadores financieros, desde el punto de vista del inversionista, se considerará todo aquel aporte realizado por él, previo al inicio de operación comercial del proyecto hidroeléctrico. Dentro de este contexto se considerarán los siguientes rubros:

- Costos iniciales no asociados a la construcción (incluye capital de trabajo)
- Aporte líquido para la construcción del proyecto (EQUITY)
- Intereses durante la construcción –IDC-

Los costos de inversión inicial no asociados a la construcción son todos aquellos realizados previos a la construcción del proyecto y tomando en cuenta los aspectos técnicos, legales, organizacionales y ambientales, los cuales se indican a continuación.

Cuadro 28. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Costos iniciales no asociados a la construcción

No.	Descripción	US\$	Quetzales
1	Gastos de organización*	210,000	1,638,000
2	Gestión social	100,000	780,000
3	Estudios de pre y factibilidad	940,000	7,332,000
4	Permisos y licencias	50,000	390,000
5	Terrenos**	200,000	1,560,000
	TOTAL	1,500,000	11,700,000

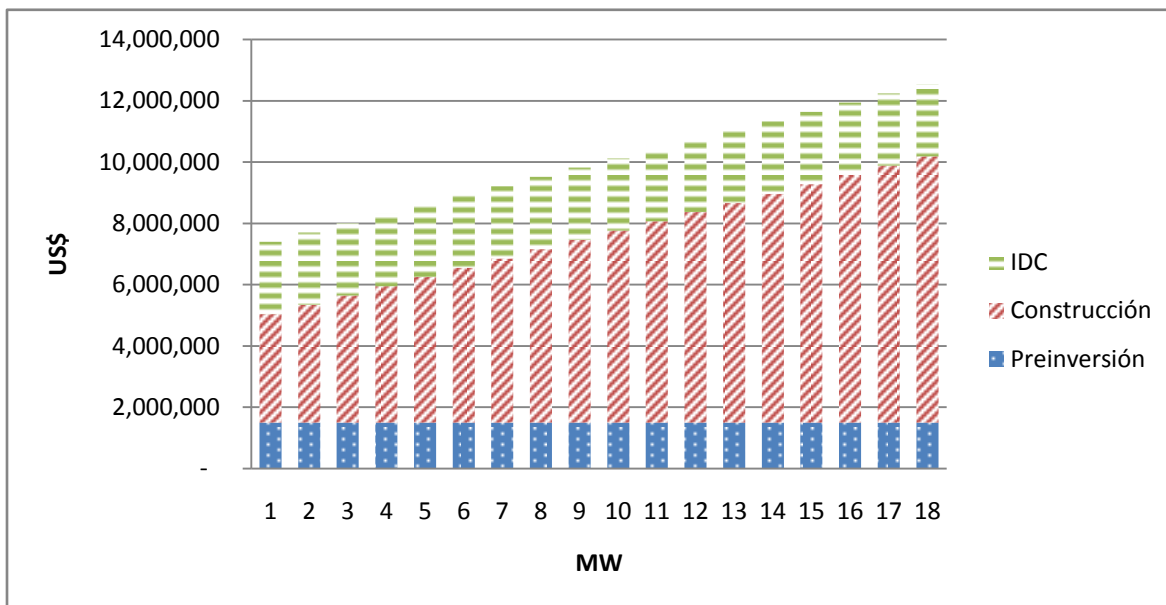
*Se contemplan en este rubro, US\$ 100,000.00 de Capital de trabajo. ** Este rubro contempla compra de terrenos, pago de arrendamiento a OCRET previo al inicio de operación y pago de servidumbres por línea de interconexión. Tasa de cambio 7.8 Q/US\$

Fuente: Elaboración propia en base a información estimada de los datos reales del proyecto

Como se puede notar, el rubro de mayor valor relativo es el relacionado a los estudios, ya que para el desarrollo de los mismos es necesario invertir en análisis específicos que son desarrollados por profesionales especializados. Para efectos del presente análisis el capital de trabajo no será retirado en forma inmediata cuando se dispongan fondos, sino que se asumirá como una inversión de riesgo.

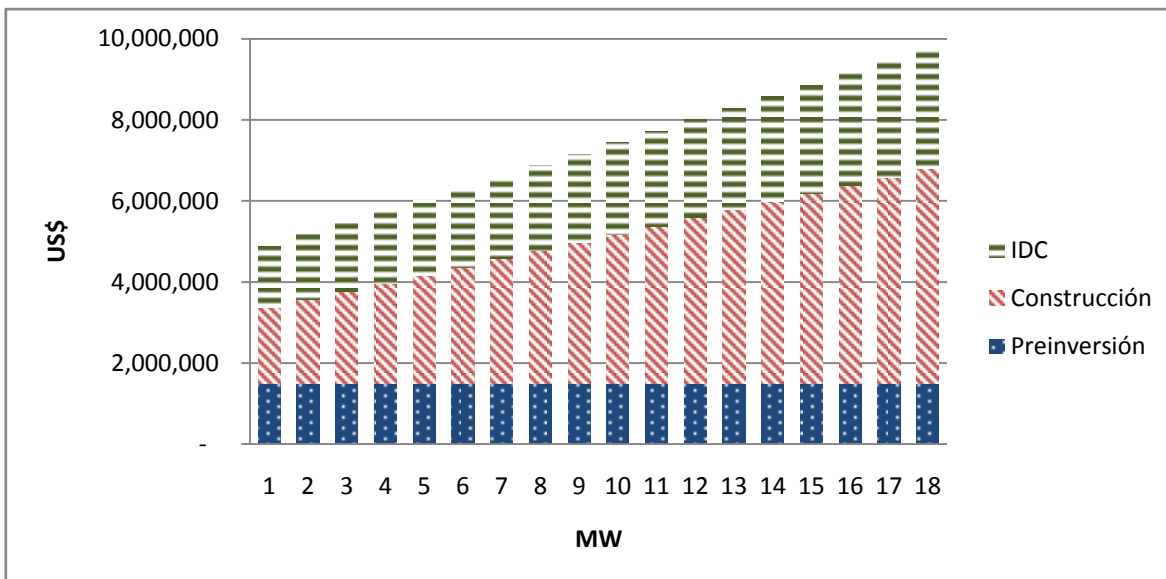
Tanto los aportes líquidos para construcción e intereses durante la construcción, dependen directamente de la estructura de financiamiento a elegir, ya que en la medida que se adquiera mayor deuda, el Equity será menor, pero por el contrario se incrementarán los intereses durante la construcción. A continuación se muestra el comportamiento de la inversión inicial en función de la capacidad instalada.

Figura 44. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comportamiento de la inversión inicial en función de la capacidad instalada. Estructura financiamiento 70/30



Fuente: Elaboración propia en base a resultados obtenidos

Figura 45. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comportamiento de la inversión inicial en función de la capacidad instalada. Estructura financiamiento 80/20



Fuente: Elaboración propia en base a resultados obtenidos

Como se puede notar a medida que la capacidad instalada es mayor, el aporte correspondiente a los gastos de pre inversión tiende a ser menos representativo en el monto total de la inversión inicial. Por otro lado, cuando se elige una estructura de financiamiento con mayor deuda los intereses durante la construcción aumentan su representatividad en el monto de dicha inversión.

10.3.2. Costos y gastos asociados a la operación del proyecto

A continuación se describen todos aquellos costos y gastos asociados a la operación del proyecto hidroeléctrico:

- **Operación, Administración y Mantenimiento (OA&M):** Este rubro contempla atender todos aquellos gastos relacionados a:
 - Pago de personal
 - Gastos administrativos
 - Pago de rentas y pagos de terrenos
 - Mantenimientos mayores y reinversiones, y en virtud que los mismos no se pueden predecir, para efecto de la presente evaluación se asumen como gastos anuales.

En virtud que los gastos correspondientes al personal y administrativos, no tienen una alta representatividad, se incluyen dentro un solo rubro (OA&M). En este orden de ideas para simplificar el análisis se estima este rubro como un 3% del costo de construcción para el primer año de operación e incrementos anuales del 1%. Donde los porcentajes asociados por rubros son como se indican:

- 1% para prever mantenimientos mayores o correctivos
- 1.5% para sueldos, salarios y dietas de junta directiva
- 0.5% para gastos administrativos y de mantenimientos preventivos

Cuadro 29. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Estimación de costos de operación, administración y mantenimiento (OA&M), en función de la capacidad instalada para el primer año de operación. Datos en US\$

MW	Mantenimientos correctivos	Sueldos y junta directiva	Gastos administrativos	TOTAL OA&M
1	152,884.20	229,326.30	76,442.10	458,652.60
2	162,968.40	244,452.60	81,484.20	488,905.20
3	173,052.60	259,578.90	86,526.30	519,157.80
4	183,136.80	274,705.20	91,568.40	549,410.40
5	193,221.00	289,831.50	96,610.50	579,663.00
6	203,305.20	304,957.80	101,652.60	609,915.60
7	213,389.40	320,084.10	106,694.70	640,168.20
8	223,473.60	335,210.40	111,736.80	670,420.80
9	233,557.80	350,336.70	116,778.90	700,673.40
10	243,642.00	365,463.00	121,821.00	730,926.00
11	253,726.20	380,589.30	126,863.10	761,178.60
12	263,810.40	395,715.60	131,905.20	791,431.20
13	273,894.60	410,841.90	136,947.30	821,683.80
14	283,978.80	425,968.20	141,989.40	851,936.40
15	294,063.00	441,094.50	147,031.50	882,189.00
16	304,147.20	456,220.80	152,073.60	912,441.60
17	314,231.40	471,347.10	157,115.70	942,694.20
18	324,315.60	486,473.40	162,157.80	972,946.80

Fuente: Elaboración propia

- Responsabilidad social empresarial:** Este rubro contempla la realización de proyectos sociales de beneficio para las comunidades ubicadas dentro del área de influencia del proyecto y todas aquellos proyectos asociados a las medidas de mitigación ambiental. Para efecto del presente análisis se estima un monto anual de 140,000 US\$.

- **Pago de préstamo:** Para efecto de simplificación se utilizarán pagos anuales por concepto del préstamo para la inversión del proyecto, calculados como cuotas niveladas sobre saldo vencido y una tasa de interés anual del 7.5% y un período de deuda de 10 años. A continuación, se muestra el valor de los pagos anuales en función de la capacidad instalada y las dos estructuras de financiamiento seleccionadas para el presente estudio.

Cuadro 30. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Proyección de pagos anuales por préstamo en función de la capacidad instalada. Datos en US\$

MW	70/30	80/20
1	1,711,892.08	1,956,448.09
2	1,814,537.41	2,073,757.04
3	1,917,907.29	2,191,894.04
4	2,021,035.65	2,309,755.03
5	2,123,680.97	2,427,063.97
6	2,226,326.30	2,544,372.91
7	2,328,971.63	2,661,681.86
8	2,432,341.51	2,779,818.87
9	2,535,228.35	2,897,403.83
10	2,638,115.20	3,014,988.79
11	2,740,760.52	3,132,297.74
12	2,843,647.36	3,249,882.70
13	2,946,051.17	3,366,915.63
14	3,048,938.02	3,484,500.59
15	3,152,066.38	3,602,361.58
16	3,254,953.22	3,719,946.54
17	3,357,840.07	3,837,531.51
18	3,460,726.91	3,955,116.47

Fuente: Elaboración propia

- **Pago de cuotas y primas:** Dentro de este rubro, se incluye lo siguiente:
 - Cuota al Administrador del Mercado Mayorista para su funcionamiento según lo establecido en el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, y para lo cual se utilizará la siguiente fórmula de cálculo:

$$\text{Cuota anual} = \frac{\text{Presupuesto anual del AMM} * (\text{ingresos por concepto de venta y energía})}{(\text{Transacciones totales realizadas en el SNI})}$$

Para efecto de referencia se asumirá un presupuesto anual del AMM del orden del US\$6,000,000.00, y el monto de transacciones totales reportado en el año 2012, del orden de US\$1,428,000,000.00

- Pago de primas por concepto de seguros, el cual para efecto de la presente evaluación se asumirá una prima anual del 1% sobre el 40% del costo de construcción del proyecto, monto asociado principalmente al equipo electromecánico.
- **ISR:** Impuesto sobre la renta, calculado sobre el 5% sobre las ventas brutas. Además, se toma en cuenta que el Decreto 52-2003, Ley de Incentivos para Proyectos de Energía Renovable, exonera el ISR durante los primeros 10 años de la etapa de operación.

10.4. Análisis de Ingresos

Los ingresos del proyecto por concepto de generación de energía y potencia están asociados directamente a los precios de los mismos. El cálculo de los ingresos anuales resulta de la sumatoria de las ventas de:

- Energía pico = MWh pico * precio de venta en horas pico (US\$/MWh)
- Energía fuera de pico = MWh de pico * precio venta fuera de pico (US\$/MWh)
- Oferta firme = Oferta firme en KW * precio de potencia (US\$/KW-mes) * 12

Es necesario hacer notar que la oferta firme es aquella que la central generadora puede aportar durante la totalidad de las horas pico en cualquier época del año. En este sentido, la oferta firme no siempre será el valor de capacidad instalada, ya que para capacidades instaladas muy grandes, la central no tendrá capacidad de aportar toda la potencia instalada durante la época de menor caudal del río. Para efecto del presente estudio se tomará como oferta firme la menor reportada en el año.

En el siguiente cuadro se plantean dos escenarios de precios para la energía generada.

Cuadro 31. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Escenarios de precios para evaluación financiera

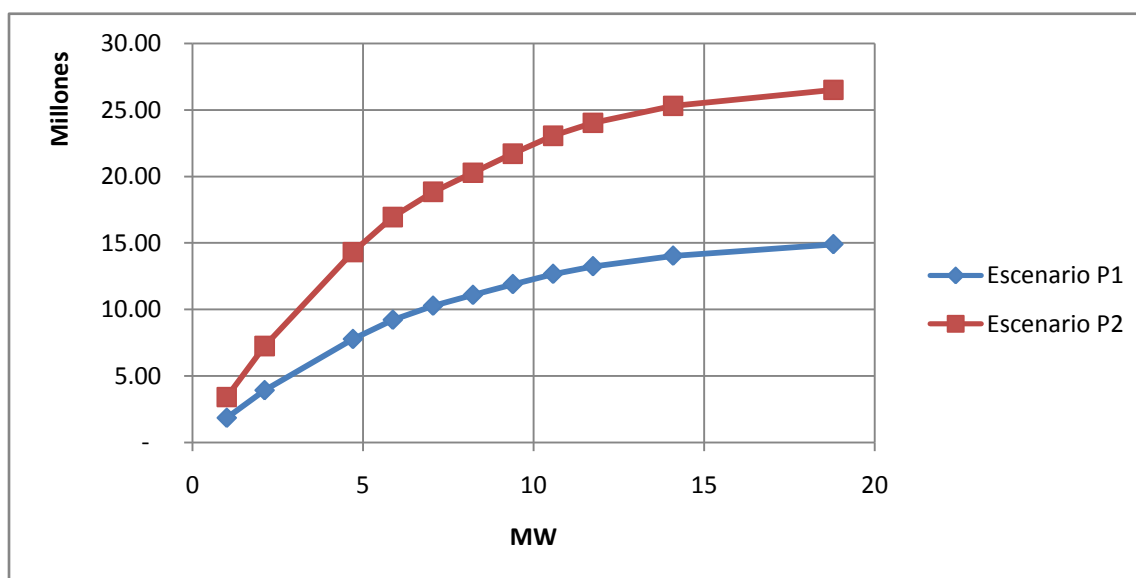
Escenario	Precio Pico US\$/MWh	Precio Fuera de pico US\$/MWh
P1	105	95
P2	95	85

Fuente: Elaboración propia

En cuanto al precio de la potencia, será de 8.9 US\$/KW-mes, el cual es el precio de referencia de la potencia en el Mercado Mayorista.

Tomando en cuenta la propuesta de precios indicados y el comportamiento de la generación de energía en función de la potencia instalada, a continuación se muestran los posibles ingresos función de la capacidad instalada de la central generadora.

Figura 46. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comportamiento de los ingresos anuales en función de la capacidad instalada. Escenarios P1 y P2



Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar, mientras la potencia instalada sea menor las diferencias de los escenarios son menores, sin embargo, al aumentar la capacidad instalada, el escenario P1 presenta aumentos considerables en relación al escenario P2.

10.5. Escenarios

Se puede definir un escenario como una descripción de las circunstancias, condiciones o acontecimientos que pueden representar la situación del entorno futuro del proyecto en el tiempo. Definido así, un escenario no es una previsión del futuro sino un análisis cualitativo de cómo puede ser dicho futuro. En este orden de ideas, la importancia del plantear escenarios radica en aportar elementos de decisión para la determinación de la capacidad óptima del proyecto hidroeléctrico El Camalote.

Tomando en cuenta que el modelo financiero planteado establece a la capacidad instalada como la única variable, los escenarios a evaluar deben ser la conjugación de escenarios de estructura de financiamiento y precios más probables. Para lo cual se plantean los siguientes escenarios.

Cuadro 32. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Escenarios para evaluación financiera

Escenario	Relación de deuda	Escenario de precios
1	70/30	P1
2	70/30	P2
3	80/20	P1
4	80/20	P2

Fuente: Elaboración propia

10.6. Resultados de evaluación financiera

En este apartado se mostrarán los resultados obtenidos a la evaluación financiera realizada a la conjugación de los escenarios indicados en el numeral anterior y utilizando para facilidad de manejo de datos, el modelo financiero indicado en el numeral 6.1.

10.6.1. Resultados escenario 1

Al realizar la evaluación financiera para el escenario 1 con la ayuda del modelo informático y con la utilización de la herramienta *Solver*, se determinó que la capacidad instalada óptima para el escenario número uno es 11.27 MW.

La inversión del proyecto para esta capacidad instalada se desglosa de la siguiente manera:

Cuadro 33. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Costo total del proyecto. Capacidad instalada 11.27 MW. Estructura de financiamiento 70/30

Rubro	Montos (US\$)
Costos iniciales no asociados a la construcción*	1,500,000.00
Costo de construcción**	25,646,060.53
Costo Total (sin Intereses Durante la Construcción)	27,146,060.53
Intereses Durante la Construcción***	2,067,807.44
Costo total del proyecto (incluye IDC)	29,213,867.98

*Ver cuadro número 28; **Este valor deriva de utilizar la fórmula obtenida en el numeral 7.4.1; ***Este valor es la sumatoria de los intereses resultantes de la programación de desembolsos del préstamo.

Fuente: Elaboración propia

Bajo una razón de endeudamiento del 70%, tomando en cuenta el costo total sin incluir Intereses durante la construcción, el financiamiento bancario a requerir asciende a US\$19,002,242.38 y la forma de pago se detalla a continuación.

Cuadro 34. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Detalle del pago de intereses y amortizaciones a capital por préstamo. Capacidad instalada 11.27 MW. Relación de deuda 70/30. Período 10 años. Datos en US\$

AÑO	SalDOS de Capital	interés pagado	Capital pagado	Pagos anuales	Saldo de capital
1	19,002,242.38	1,425,168.18	1,343,191.13	2,768,359.30	17,659,051.25
2	17,659,051.25	1,324,428.84	1,443,930.46	2,768,359.30	16,215,120.79
3	16,215,120.79	1,216,134.06	1,552,225.24	2,768,359.30	14,662,895.55
4	14,662,895.55	1,099,717.17	1,668,642.14	2,768,359.30	12,994,253.41
5	12,994,253.41	974,569.01	1,793,790.30	2,768,359.30	11,200,463.11
6	11,200,463.11	840,034.73	1,928,324.57	2,768,359.30	9,272,138.54
7	9,272,138.54	695,410.39	2,072,948.91	2,768,359.30	7,199,189.63
8	7,199,189.63	539,939.22	2,228,420.08	2,768,359.30	4,970,769.55
9	4,970,769.55	372,807.72	2,395,551.59	2,768,359.30	2,575,217.96
10	2,575,217.96	193,141.35	2,575,217.96	2,768,359.30	-

Fuente: Elaboración propia en base a resultados obtenidos

El monto de inversión correspondiente a los inversionistas del proyecto hidroeléctrico El Camalote asciende a la cantidad de US\$10,211,626, integrado por el 30% del costo total (sin intereses durante la construcción), más los intereses durante la construcción; esto según las condiciones indicadas en el numeral 10.2, relacionada a la estructura de financiamiento.

Para el presente escenario, los principales indicadores obtenidos son los siguientes:

- TREMA: 22%
- TIRF: 34.76%
- VAN: US\$. 6,786,343.66
- Relación Beneficio/Costo: 1.26
- Período de recuperación simple: 2.97
- Período de recuperación actualizado: 5.36
- Precio monómico: US\$ 122.54/MWh

En los siguientes cuadros se detalla el estado de resultados proyectado, cálculo del flujo neto de fondos proyectado y el detalle anual del flujo neto de fondos simple y actualizado.

Cuadro 35. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Estado de resultados proyectado. Capacidad instalada 11.27 MW. Escenario 1.
Años: 1, 5, 10, 15, 20 y 25. ,Datos en US\$

CONCEPTO	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 25
(+) VENTAS	7,259,312	7,259,312	7,259,312	7,259,312	7,259,312	32,905,373
Ventas de potencia	1,203,760	1,203,760	1,203,760	1,203,760	1,203,760	1,203,760
Ventas de energía	6,055,552	6,055,552	6,055,552	6,055,552	6,055,552	6,055,552
Venta de activos						25,646,061
(-) COSTOS OA&M	769,382	800,622	841,462	884,385	929,497	976,911
(-) DEPRECIACIONES	1,282,303	1,282,303	1,282,303	1,282,303	1,282,303	0
(-) RSE	140,000	140,000	140,000	140,000	140,000	140,000
Proyectos sociales	70,000	70,000	70,000	70,000	70,000	70,000
Mitigación ambiental	70,000	70,000	70,000	70,000	70,000	70,000
(-) CUOTAS Y PRIMAS	133,086	133,086	133,086	133,086	133,086	133,086
Pago cuota AMM	30,501	30,501	30,501	30,501	30,501	30,501
Primas de seguros	102,584	102,584	102,584	102,584	102,584	102,584
(-) PAGO DE INTERESES	1,425,168	974,569	193,141	0	0	0
UAI	3,509,373	3,928,733	4,669,320	4,819,539	4,774,426	31,655,376
(-) ISR (5% SOBRE VENTAS)	0	0	0	362,966	362,966	1,645,269
EXCEDENTE DEL EJERCICIO	3,509,373	3,928,733	4,669,320	4,456,573	4,411,461	30,010,108

Fuente: Elaboración propia en base a resultados obtenidos

Cuadro 36. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Flujo neto de fondos proyectado. Capacidad instalada 11.27 MW. Escenario 1.
Años: 0, 1, 5, 10, 15, 20 y 25. Datos en US\$

CONCEPTO	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 5	AÑO 10	AÑO 15	AÑO 20	AÑO 25
INGRESOS							
venta de activos	0	0	0	0	0	0	25,646,061
Ventas de energía	0	6,055,552	6,055,552	6,055,552	6,055,552	6,055,552	6,055,552
Ventas de potencia	0	1,203,760	1,203,760	1,203,760	1,203,760	1,203,760	1,203,760
Total ingresos	0	7,259,312	7,259,312	7,259,312	7,259,312	7,259,312	32,905,373
EGRESOS							
Inversiones	10,211,626						
Peaje		0	0	0	0	0	0
Costos OA&M	0	769,382	800,622	841,462	884,385	929,497	976,911
RSE		140,000	140,000	140,000	140,000	140,000	140,000
Cuotas y primas		133,086	133,086	133,086	133,086	133,086	133,086
Pago préstamo	0	2,768,359	2,768,359	2,768,359	0	0	0
ISR	0	0	0	0	362,966	362,966	1,645,269
Total egresos	10,211,626	3,810,827	3,842,067	3,882,906	1,520,436	1,565,548	2,895,265
Flujo Neto de Fondos	-10,211,626	3,448,485	3,417,245	3,376,406	5,738,876	5,693,764	30,010,108

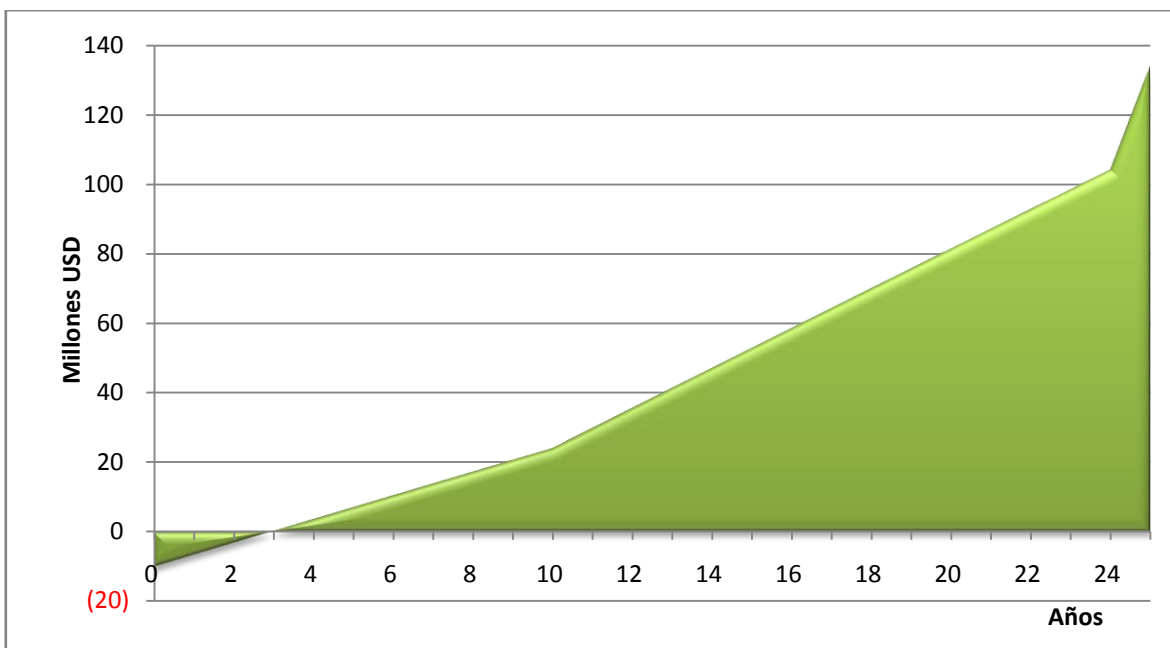
Fuente: Elaboración propia en base a resultados obtenidos

Cuadro 37. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Proyección de flujo neto de fondos. Capacidad instalada 11.27 MW.**Escenario 1. Período 25 años. Datos en US\$**

AÑOS	INGRESOS	EGRESOS	Flujo Neto de Fondos	FNF Acumulado	Factor Actualización	Ingresos Actualizados	Egresos Actualizados	FNF Actualizado	FNFA Acumulado
0	0	10,211,626	(10,211,626)	(10,211,626)	1.000	0	10,211,626	(10,211,626)	(10,211,626)
1	7,259,312	3,810,827	3,448,485	(6,763,140)	0.820	5,950,256	3,123,628	2,826,627	(7,384,998)
2	7,259,312	3,818,520	3,440,791	(3,322,349)	0.672	4,877,259	2,565,520	2,311,738	(5,073,260)
3	7,259,312	3,826,291	3,433,021	110,672	0.551	3,997,753	2,107,165	1,890,588	(3,182,672)
4	7,259,312	3,834,140	3,425,172	3,535,844	0.451	3,276,847	1,730,727	1,546,120	(1,636,552)
5	7,259,312	3,842,067	3,417,245	6,953,090	0.370	2,685,940	1,421,562	1,264,378	(372,174)
6	7,259,312	3,850,073	3,409,239	10,362,329	0.303	2,201,590	1,167,643	1,033,947	661,774
7	7,259,312	3,858,159	3,401,153	13,763,481	0.249	1,804,582	959,094	845,488	1,507,261
8	7,259,312	3,866,326	3,392,986	17,156,467	0.204	1,479,166	787,807	691,359	2,198,620
9	7,259,312	3,874,575	3,384,737	20,541,204	0.167	1,212,431	647,121	565,310	2,763,930
10	7,259,312	3,882,906	3,376,406	23,917,610	0.137	993,796	531,568	462,228	3,226,158
11	7,259,312	1,485,927	5,773,385	29,690,994	0.112	814,587	166,740	647,847	3,874,005
12	7,259,312	1,494,426	5,764,886	35,455,880	0.092	667,694	137,454	530,240	4,404,245
13	7,259,312	1,503,010	5,756,302	41,212,182	0.075	547,290	113,314	433,976	4,838,221
14	7,259,312	1,511,679	5,747,633	46,959,815	0.062	448,599	93,416	355,182	5,193,403
15	7,259,312	1,520,436	5,738,876	52,698,691	0.051	367,704	77,014	290,690	5,484,093
16	7,259,312	1,529,280	5,730,032	58,428,724	0.042	301,396	63,494	237,903	5,721,996
17	7,259,312	1,538,212	5,721,100	64,149,824	0.034	247,046	52,348	194,698	5,916,694
18	7,259,312	1,547,233	5,712,079	69,861,902	0.028	202,497	43,160	159,337	6,076,031
19	7,259,312	1,556,345	5,702,967	75,564,869	0.023	165,981	35,585	130,396	6,206,427
20	7,259,312	1,565,548	5,693,764	81,258,633	0.019	136,050	29,341	106,709	6,313,137
21	7,259,312	1,574,843	5,684,469	86,943,101	0.015	111,516	24,193	87,324	6,400,461
22	7,259,312	1,584,231	5,675,081	92,618,182	0.013	91,407	19,948	71,459	6,471,920
23	7,259,312	1,593,713	5,665,599	98,283,781	0.010	74,924	16,449	58,475	6,530,395
24	7,259,312	1,603,290	5,656,022	103,939,804	0.008	61,413	13,564	47,849	6,578,244
25	32,905,373	2,895,265	30,010,108	133,949,912	0.007	228,177	20,077	208,100	6,786,344
TOTALES	72,593,120	48,675,510	23,917,610			32,945,900	26,159,556	6,786,344	

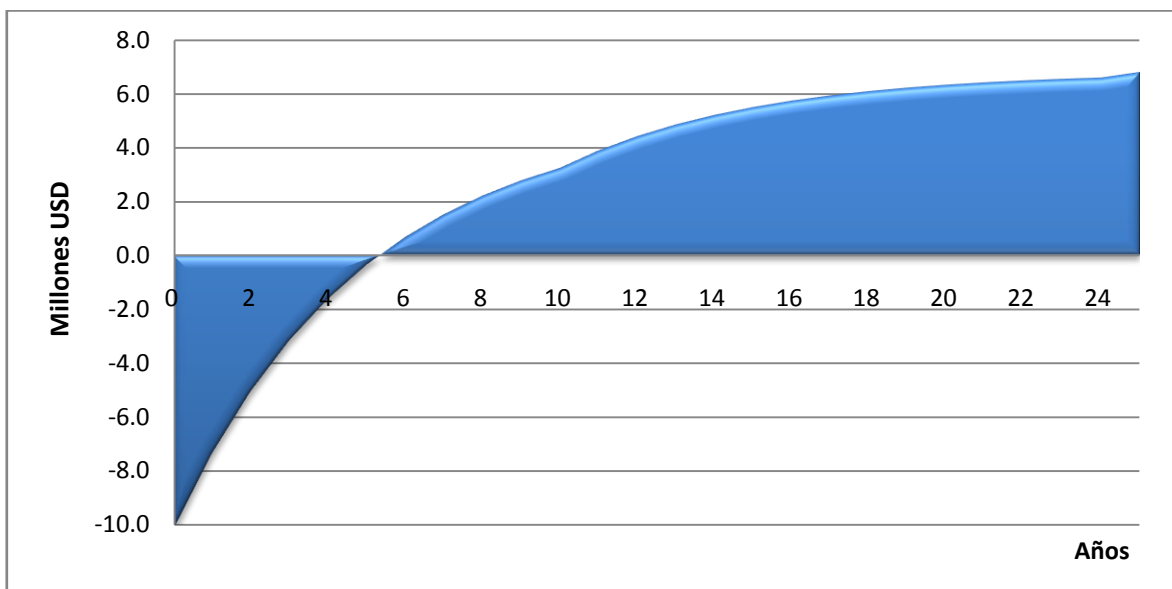
Fuente: Elaboración propia en base a resultados obtenidos

Figura 47. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comportamiento del flujo neto de fondos acumulado simple. Capacidad instalada 11.27 MW. Escenario 1. Período 25 años



Fuente: Elaboración propia en base a resultados obtenidos

Figura 48. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comportamiento del flujo neto de fondos acumulado actualizado. Capacidad instalada 11.27 MW. Escenario 1. Período 25 años



Fuente: Elaboración propia en base a resultados obtenidos

10.6.2. Resultados escenario 2

Al realizar la evaluación financiera para el escenario 2 con la ayuda del modelo informático y con la utilización de la herramienta *Solver*, se determinó que la capacidad instalada óptima para el escenario número uno es 11.27 MW. Los principales indicadores obtenidos son los siguientes:

- TREMA: 22%
- TIRF: 29.55%
- VAN: US\$. 4,141,160.37
- Relación Beneficio/Costo: 1.16
- Período de recuperación simple: 3.59
- Período de recuperación actualizado: 7.89
- Precio monómico: 112.54 US\$/MWh

Es de tomar en cuenta que la estructura de financiamiento para este escenario es la misma para el escenario 1, razón por la cual, se toman en cuenta los valores del préstamo bancario, inversión inicial y detalle de pago de intereses y amortizaciones descritos en el numeral 10.6.1.

En los siguientes cuadros se detalla el estado de resultados proyectado, cálculo del flujo neto de fondos proyectado y el detalle anual del flujo neto de fondos simple y actualizado para el presente escenario.

Cuadro 38. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Estado de resultados proyectado. Capacidad instalada 11.27 MW. Escenario 2.
Años: 1, 5, 10, 15, 20 y 25. Datos en US\$

CONCEPTO	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 25
(+) VENTAS	6,666,921	6,666,921	6,666,921	6,666,921	6,666,921	32,312,986
Ventas de potencia	1,203,760	1,203,760	1,203,760	1,203,760	1,203,760	1,203,760
Ventas de energía	5,463,161	5,463,161	5,463,161	5,463,161	5,463,161	5,463,161
Venta de activos						25,646,065
(-) COSTOS OA&M	769,382	800,622	841,462	884,385	929,497	976,911
(-) DEPRECIACIONES	1,282,303	1,282,303	1,282,303	1,282,303	1,282,303	0
(-) RSE	140,000	140,000	140,000	140,000	140,000	140,000
Proyectos sociales	70,000	70,000	70,000	70,000	70,000	70,000
Mitigación ambiental	70,000	70,000	70,000	70,000	70,000	70,000
(-) CUOTAS Y PRIMAS	130,597	130,597	130,597	130,597	130,597	130,597
Pago cuota AMM	28,012	28,012	28,012	28,012	28,012	28,012
Primas de seguros	102,584	102,584	102,584	102,584	102,584	102,584
(-) PAGO DE INTERESES	1,425,168	974,569	193,141	0	0	0
UAI	2,919,471	3,338,831	4,079,419	4,229,637	4,184,524	31,065,479
(-) ISR (5% SOBRE VENTAS)	0	0	0	333,346	333,346	1,615,649
EXCEDENTE DEL EJERCICIO	2,919,471	3,338,831	4,079,419	3,896,291	3,851,178	29,449,830

Fuente: Elaboración propia en base a resultados obtenidos

Cuadro 39. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Flujo neto de fondos proyectado. Capacidad instalada 11.27 MW. Escenario 2.
Años: 0, 1, 5, 10, 15, 20 y 25. Datos en US\$

CONCEPTO	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 5	AÑO 10	AÑO 15	AÑO 20	AÑO 25
INGRESOS							
venta de activos	0	0	0	0	0	0	25,646,065
Ventas de energía	0	5,463,161	5,463,161	5,463,161	5,463,161	5,463,161	5,463,161
Ventas de potencia	0	1,203,760	1,203,760	1,203,760	1,203,760	1,203,760	1,203,760
Total ingresos	0	6,666,921	6,666,921	6,666,921	6,666,921	6,666,921	32,312,986
EGRESOS							
Inversiones	10,211,627						
Peaje		0	0	0	0	0	0
Costos OA&M	0	769,382	800,622	841,462	884,385	929,497	976,911
RSE		140,000	140,000	140,000	140,000	140,000	140,000
Cuotas y primas		130,597	130,597	130,597	130,597	130,597	130,597
Pago préstamo	0	2,768,360	2,768,360	2,768,360	0	0	0
ISR	0	0	0	0	333,346	333,346	1,615,649
Total egresos	10,211,627	3,808,338	3,839,578	3,880,418	1,488,327	1,533,440	2,863,157
Flujo Neto de Fondos	-10,211,627	2,858,583	2,827,343	2,786,503	5,178,594	5,133,482	29,449,830

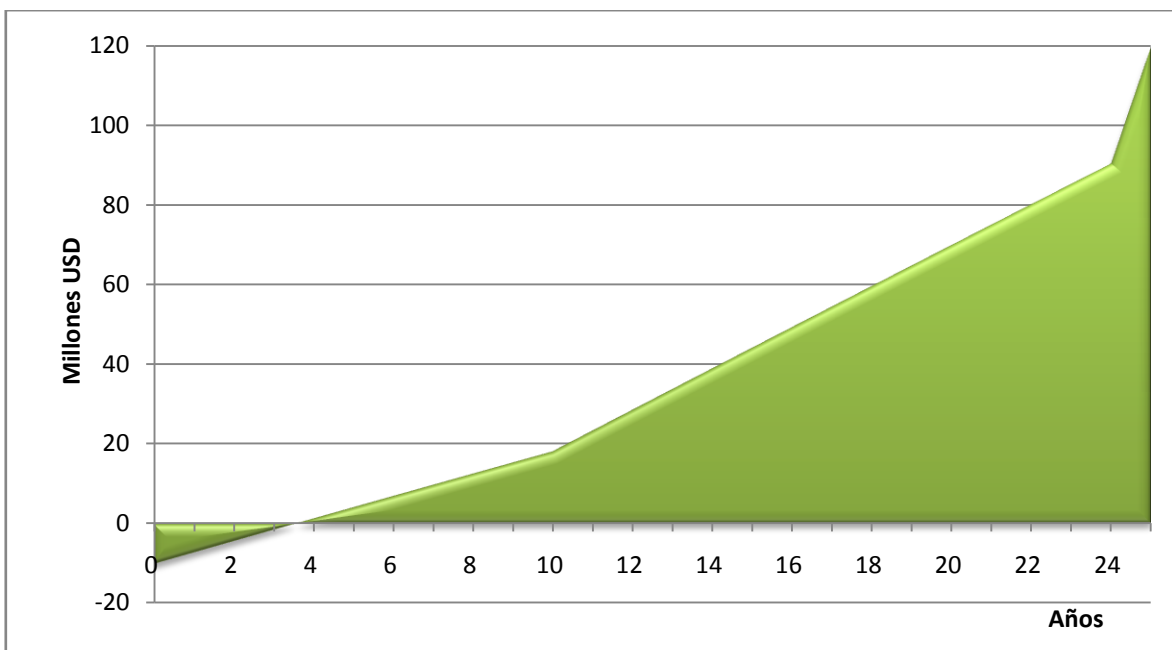
Fuente: Elaboración propia en base a resultados obtenidos

Cuadro 40. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Proyección de flujo neto de fondos. Capacidad instalada 11.27 MW.**Escenario 2. Período 25 años. Datos en US\$**

AÑOS	INGRESOS	EGRESOS	Flujo Neto de Fondos	FNF Acumulado	Factor Actualización	Ingresos Actualizados	Egresos Actualizados	FNF Actualizado	FNFA Acumulado
0	0	10,211,627	(10,211,627)	(10,211,627)	1.000	0	10,211,627	(10,211,627)	(10,211,627)
1	6,666,921	3,808,338	2,858,583	(7,353,044)	0.820	5,464,690	3,121,589	2,343,101	(7,868,526)
2	6,666,921	3,816,032	2,850,889	(4,502,155)	0.672	4,479,254	2,563,848	1,915,405	(5,953,121)
3	6,666,921	3,823,803	2,843,119	(1,659,036)	0.551	3,671,520	2,105,795	1,565,725	(4,387,396)
4	6,666,921	3,831,651	2,835,270	1,176,234	0.451	3,009,442	1,729,604	1,279,838	(3,107,557)
5	6,666,921	3,839,578	2,827,343	4,003,577	0.370	2,466,756	1,420,641	1,046,115	(2,061,443)
6	6,666,921	3,847,584	2,819,337	6,822,914	0.303	2,021,931	1,166,888	855,043	(1,206,400)
7	6,666,921	3,855,671	2,811,251	9,634,165	0.249	1,657,321	958,476	698,845	(507,555)
8	6,666,921	3,863,838	2,803,084	12,437,249	0.204	1,358,459	787,300	571,159	63,605
9	6,666,921	3,872,087	2,794,835	15,232,083	0.167	1,113,491	646,706	466,786	530,391
10	6,666,921	3,880,418	2,786,503	18,018,587	0.137	912,698	531,227	381,471	911,861
11	6,666,921	1,453,819	5,213,103	23,231,689	0.112	748,113	163,137	584,976	1,496,838
12	6,666,921	1,462,318	5,204,604	28,436,293	0.092	613,207	134,500	478,707	1,975,544
13	6,666,921	1,470,901	5,196,020	33,632,313	0.075	502,629	110,893	391,736	2,367,280
14	6,666,921	1,479,571	5,187,350	38,819,664	0.062	411,991	91,432	320,559	2,687,839
15	6,666,921	1,488,327	5,178,594	43,998,258	0.051	337,698	75,388	262,310	2,950,149
16	6,666,921	1,497,171	5,169,750	49,168,008	0.042	276,801	62,160	214,641	3,164,790
17	6,666,921	1,506,103	5,160,818	54,328,826	0.034	226,886	51,255	175,631	3,340,421
18	6,666,921	1,515,125	5,151,796	59,480,622	0.028	185,972	42,264	143,708	3,484,129
19	6,666,921	1,524,237	5,142,685	64,623,307	0.023	152,436	34,851	117,585	3,601,714
20	6,666,921	1,533,440	5,133,482	69,756,789	0.019	124,948	28,739	96,209	3,697,923
21	6,666,921	1,542,735	5,124,187	74,880,975	0.015	102,416	23,699	78,717	3,776,640
22	6,666,921	1,552,123	5,114,799	79,995,774	0.013	83,948	19,544	64,404	3,841,044
23	6,666,921	1,561,605	5,105,317	85,101,091	0.010	68,810	16,117	52,692	3,893,736
24	6,666,921	1,571,181	5,095,740	90,196,831	0.008	56,401	13,292	43,109	3,936,846
25	32,312,986	2,863,157	29,449,830	119,646,661	0.007	224,069	19,854	204,215	4,141,060
TOTALES	66,669,215	48,650,628	18,018,587			30,271,888	26,130,827	4,141,060	

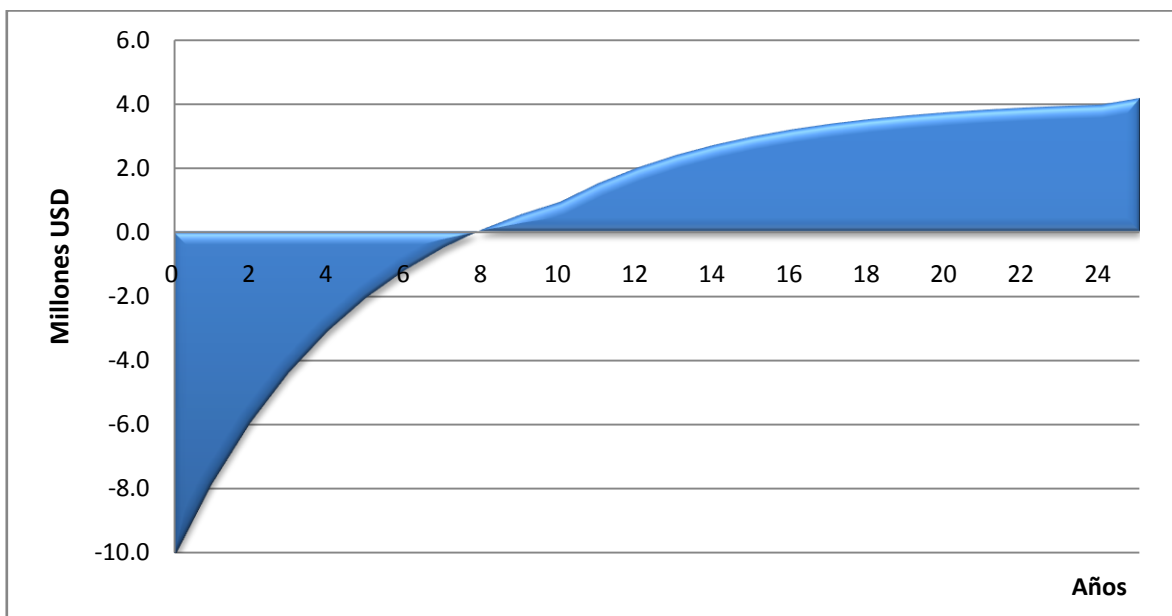
Fuente: Elaboración propia en base a resultados obtenidos

Figura 49. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comportamiento del flujo neto de fondos acumulado simple. Capacidad instalada 11.27 MW. Escenario 2. Período 25 años



Fuente: Elaboración propia en base a resultados obtenidos

Figura 50. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comportamiento del flujo neto de fondos acumulado actualizado. Capacidad instalada 11.27 MW. Escenario 2. Período 25 años



Fuente: Elaboración propia en base a resultados obtenidos

10.6.3. Resultados escenario 3

Al realizar la evaluación financiera para el escenario 3 con la ayuda del modelo informático y con la utilización de la herramienta *Solver*, se determinó que la capacidad instalada óptima para el escenario número uno es 11.27 MW.

La inversión del proyecto para esta capacidad instalada se desglosa de la siguiente manera:

Cuadro 41. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Costo total del proyecto. Capacidad instalada 11.27 MW. Estructura de financiamiento 80/20

Rubro	Montos (US\$)
Costos iniciales no asociados a la construcción*	1,500,000.00
Costo de construcción**	25,646,060.53
Costo Total (sin Intereses Durante la Construcción)	27,146,060.53
Intereses Durante la Construcción***	2,363,208.51
Costo total del proyecto (incluye IDC)	29,509,269.04

*Ver cuadro número 28; **Este valor deriva de utilizar la fórmula obtenida en el numeral 7.4.1; ***Este valor es la sumatoria de los intereses resultantes de la programación de desembolsos del préstamo.

Fuente: Elaboración propia

Bajo una razón de endeudamiento del 80%, tomando en cuenta el costo total sin incluir Intereses durante la construcción, el financiamiento bancario a requerir asciende a **US\$21,716,849.94** y la forma de pago se detalla a continuación.

Cuadro 42. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Detalle del pago de intereses y amortizaciones a capital por préstamo. Capacidad instalada 11.27 MW. Relación de deuda 80/20. Período 10 años. Datos en US\$

AÑO	Saldos de Capital	interés pagado	Capital pagado	Pagos anuales	Saldo de capital
Año 1	21,716,849.94	1,628,763.75	1,535,075.68	3,163,839.42	20,181,774.27
Año 2	20,181,774.27	1,513,633.07	1,650,206.36	3,163,839.42	18,531,567.91
Año 3	18,531,567.91	1,389,867.59	1,773,971.83	3,163,839.42	16,757,596.08
Año 4	16,757,596.08	1,256,819.71	1,907,019.72	3,163,839.42	14,850,576.36
Año 5	14,850,576.36	1,113,793.23	2,050,046.20	3,163,839.42	12,800,530.16
Año 6	12,800,530.16	960,039.76	2,203,799.66	3,163,839.42	10,596,730.50
Año 7	10,596,730.50	794,754.79	2,369,084.64	3,163,839.42	8,227,645.86
Año 8	8,227,645.86	617,073.44	2,546,765.99	3,163,839.42	5,680,879.88
Año 9	5,680,879.88	426,065.99	2,737,773.43	3,163,839.42	2,943,106.44
Año 10	2,943,106.44	220,732.98	2,943,106.44	3,163,839.42	0.00

Fuente: Elaboración propia en base a resultados obtenidos

El monto de inversión correspondiente a los inversionistas del proyecto hidroeléctrico El Camalote asciende a la cantidad de US\$7,792,421, integrado por el 20% del costo total (sin intereses durante la construcción), más los intereses durante la construcción; esto según las condiciones indicadas en el numeral 10.2, relacionada a la estructura de financiamiento.

Los principales indicadores obtenidos son los siguientes:

- TREMA: 22%
- TIRF: 40.17%
- VAN: US\$. 7,654,008.67.28
- Relación Beneficio/Costo: 1.3
- Período de recuperación simple: 2.56
- Período de recuperación actualizado: 4.18
- Precio monómico: 122.54 US\$/MWh

En los siguientes cuadros se detalla el estado de resultados proyectado, cálculo del flujo neto de fondos proyectado y el detalle anual del flujo neto de fondos simple y actualizado.

Cuadro 43. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Estado de resultados proyectado. Capacidad instalada 11.27 MW. Escenario 3.
Años: 1, 5, 10, 15, 20 y 25. Datos en US\$

CONCEPTO	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 25
(+) VENTAS	7,259,312	7,259,312	7,259,312	7,259,312	7,259,312	32,905,375
Ventas de potencia	1,203,760	1,203,760	1,203,760	1,203,760	1,203,760	1,203,760
Ventas de energía	6,055,553	6,055,553	6,055,553	6,055,553	6,055,553	6,055,553
Venta de activos						25,646,062
(-) COSTOS OA&M	769,382	800,622	841,462	884,385	929,497	976,911
(-) DEPRECIACIONES	1,282,303	1,282,303	1,282,303	1,282,303	1,282,303	0
(-) RSE	140,000	140,000	140,000	140,000	140,000	140,000
Proyectos sociales	70,000	70,000	70,000	70,000	70,000	70,000
Mitigación ambiental	70,000	70,000	70,000	70,000	70,000	70,000
(-) CUOTAS Y PRIMAS	133,086	133,086	133,086	133,086	133,086	133,086
Pago cuota AMM	30,501	30,501	30,501	30,501	30,501	30,501
Primas de seguros	102,584	102,584	102,584	102,584	102,584	102,584
(-) PAGO DE INTERESES	1,628,764	1,113,793	220,733	0	0	0
UAI	3,305,778	3,789,509	4,641,729	4,819,539	4,774,427	31,655,378
(-) ISR (5% SOBRE VENTAS)	0	0	0	362,966	362,966	1,645,269
EXCEDENTE DEL EJERCICIO	3,305,778	3,789,509	4,641,729	4,456,574	4,411,461	30,010,110

Fuente: Elaboración propia en base a resultados obtenidos

Cuadro 44. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Flujo neto de fondos proyectado. Capacidad instalada 11.27 MW. Escenario 3.
Años: 0, 1, 5, 10, 15, 20 y 25. Datos en US\$

CONCEPTO	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 5	AÑO 10	AÑO 15	AÑO 20	AÑO 25
INGRESOS							
venta de activos	0	0	0	0	0	0	25,646,062
Ventas de energía	0	6,055,553	6,055,553	6,055,553	6,055,553	6,055,553	6,055,553
Ventas de potencia	0	1,203,760	1,203,760	1,203,760	1,203,760	1,203,760	1,203,760
Total ingresos	0	7,259,312	7,259,312	7,259,312	7,259,312	7,259,312	32,905,375
EGRESOS							
Inversiones	7,792,421						
Costos OA&M	0	769,382	800,622	841,462	884,385	929,497	976,911
RSE		140,000	140,000	140,000	140,000	140,000	140,000
Cuotas y primas		133,086	133,086	133,086	133,086	133,086	133,086
Pago préstamo	0	3,163,839	3,163,839	3,163,839	0	0	0
ISR	0	0	0	0	362,966	362,966	1,645,269
Total egresos	7,792,421	4,206,307	4,237,547	4,278,387	1,520,436	1,565,548	2,895,265
Flujo Neto de Fondos	-7,792,421	3,053,006	3,021,766	2,980,926	5,738,877	5,693,764	30,010,110

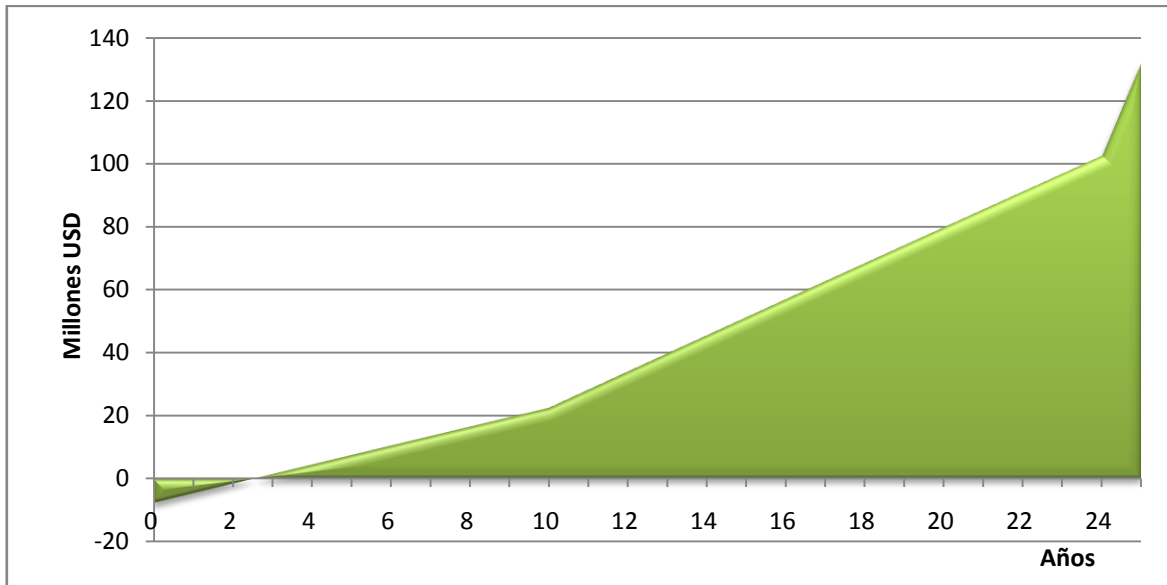
Fuente: Elaboración propia en base a resultados obtenidos

Cuadro 45. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Proyección de flujo neto de fondos. Capacidad instalada 11.27 MW.
Escenario 3. Período 25 años. Datos en US\$

AÑOS	INGRESOS	EGRESOS	Flujo Neto de Fondos	FNF Acumulado	Factor Actualización	Ingresos Actualizados	Egresos Actualizados	FNF Actualizado	FNFA Acumulado
0	0	7,792,421	(7,792,421)	(7,792,421)	1.00	0	7,792,421	(7,792,421)	(7,792,421)
1	7,259,312	4,206,307	3,053,006	(4,739,416)	0.82	5,950,256	3,447,793	2,502,464	(5,289,958)
2	7,259,312	4,214,001	3,045,312	(1,694,104)	0.67	4,877,259	2,831,229	2,046,030	(3,243,927)
3	7,259,312	4,221,771	3,037,541	1,343,437	0.55	3,997,753	2,324,959	1,672,795	(1,571,132)
4	7,259,312	4,229,620	3,029,693	4,373,130	0.45	3,276,847	1,909,247	1,367,600	(203,532)
5	7,259,312	4,237,547	3,021,766	7,394,895	0.37	2,685,940	1,567,889	1,118,051	914,519
6	7,259,312	4,245,553	3,013,759	10,408,655	0.30	2,201,590	1,287,583	914,007	1,828,526
7	7,259,312	4,253,639	3,005,673	13,414,328	0.25	1,804,582	1,057,406	747,176	2,575,702
8	7,259,312	4,261,806	2,997,506	16,411,834	0.20	1,479,166	868,391	610,775	3,186,478
9	7,259,312	4,270,055	2,989,257	19,401,091	0.17	1,212,431	713,173	499,258	3,685,735
10	7,259,312	4,278,387	2,980,926	22,382,017	0.14	993,796	585,709	408,087	4,093,822
11	7,259,312	1,485,927	5,773,385	28,155,402	0.11	814,587	166,740	647,847	4,741,669
12	7,259,312	1,494,426	5,764,886	33,920,288	0.09	667,694	137,454	530,240	5,271,910
13	7,259,312	1,503,010	5,756,303	39,676,591	0.08	547,290	113,314	433,976	5,705,886
14	7,259,312	1,511,680	5,747,633	45,424,223	0.06	448,599	93,416	355,182	6,061,068
15	7,259,312	1,520,436	5,738,877	51,163,100	0.05	367,704	77,014	290,690	6,351,758
16	7,259,312	1,529,280	5,730,033	56,893,133	0.04	301,396	63,494	237,903	6,589,661
17	7,259,312	1,538,212	5,721,101	62,614,233	0.03	247,046	52,348	194,698	6,784,359
18	7,259,312	1,547,234	5,712,079	68,326,312	0.03	202,497	43,160	159,337	6,943,696
19	7,259,312	1,556,345	5,702,967	74,029,279	0.02	165,981	35,585	130,396	7,074,092
20	7,259,312	1,565,548	5,693,764	79,723,043	0.02	136,050	29,341	106,709	7,180,802
21	7,259,312	1,574,843	5,684,469	85,407,513	0.02	111,516	24,193	87,324	7,268,126
22	7,259,312	1,584,231	5,675,081	91,082,594	0.01	91,407	19,948	71,459	7,339,584
23	7,259,312	1,593,713	5,665,599	96,748,193	0.01	74,924	16,449	58,475	7,398,059
24	7,259,312	1,603,290	5,656,023	102,404,216	0.01	61,413	13,564	47,849	7,445,909
25	32,905,375	2,895,265	30,010,110	132,414,326	0.01	228,177	20,077	208,100	7,654,008
TOTALES	72,593,124	50,211,108	22,382,017			32,945,902	25,291,893	7,654,008	

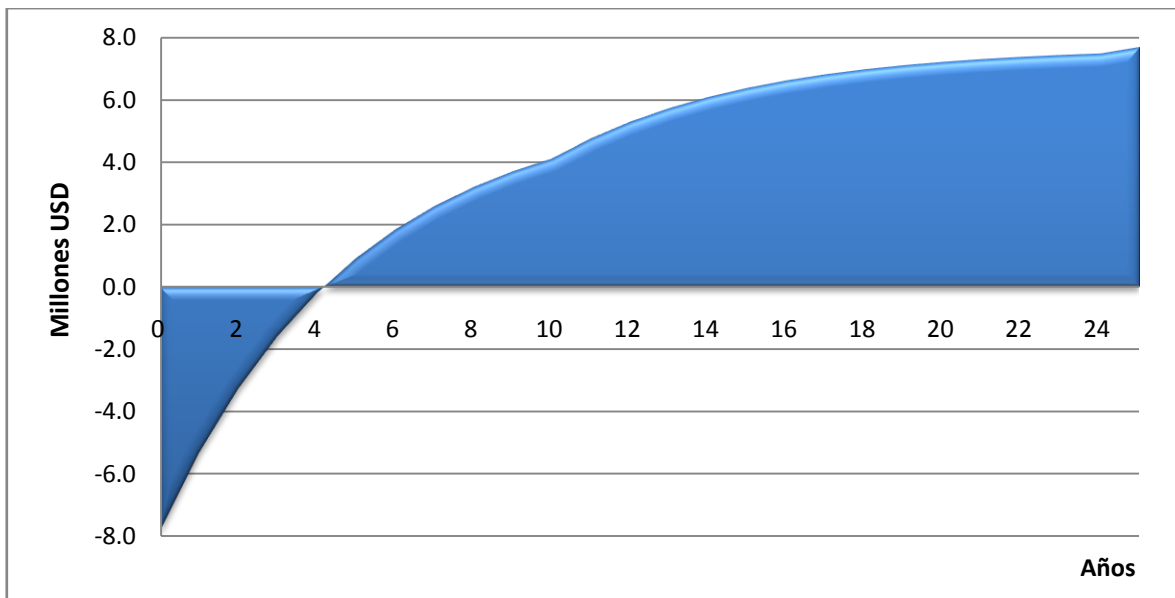
Fuente: Elaboración propia en base a resultados obtenidos

Figura 51. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comportamiento del flujo neto de fondos acumulado simple. Capacidad instalada 11.27 MW. Escenario 3. Período 25 años



Fuente: Elaboración propia en base a resultados obtenidos

Figura 52. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comportamiento del flujo neto de fondos acumulado actualizado. Capacidad instalada 11.27 MW. Escenario 3. Período 25 años



Fuente: Elaboración propia en base a resultados obtenidos

10.6.4. Resultados Escenario 4

Al realizar la evaluación financiera para el escenario 2 con la ayuda del modelo informático y con la utilización de la herramienta *Solver*, se determinó que la capacidad instalada óptima para el escenario número uno es 11.27 MW. Los principales indicadores obtenidos son los siguientes:

- TREMA: 22%
- TIRF: 33.37%
- VAN: US\$. 5,008,723.81
- Relación Beneficio/Costo: 1.20
- Período de recuperación simple: 3.17
- Período de recuperación actualizado: 6.07
- Precio monómico: 112.54 US\$/MWh

Es de tomar en cuenta que la estructura de financiamiento para este escenario es la misma para el escenario 1, razón por la cual, se toman en cuenta los valores del préstamo bancario, inversión inicial y detalle de pago de intereses y amortizaciones descritos en el numeral 10.6.3.

En los siguientes cuadros se detalla el estado de resultados proyectado, cálculo del flujo neto de fondos proyectado y el detalle anual del flujo neto de fondos simple y actualizado para el presente escenario.

Cuadro 46. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Estado de resultados proyectado. Capacidad instalada 11.27 MW. Escenario 4.
Años: 1, 5, 10, 15, 20 y 25. Datos en US\$

CONCEPTO	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 25
(+) VENTAS	6,666,920	6,666,920	6,666,920	6,666,920	6,666,920	32,312,979
Ventas de potencia	1,203,759	1,203,759	1,203,759	1,203,759	1,203,759	1,203,759
Ventas de energía	5,463,161	5,463,161	5,463,161	5,463,161	5,463,161	5,463,161
Venta de activos						25,646,059
(-) COSTOS OA&M	769,382	800,622	841,462	884,385	929,497	976,911
(-) DEPRECIACIONES	1,282,303	1,282,303	1,282,303	1,282,303	1,282,303	0
(-) RSE	140,000	140,000	140,000	140,000	140,000	140,000
Proyectos sociales	70,000	70,000	70,000	70,000	70,000	70,000
Mitigación ambiental	70,000	70,000	70,000	70,000	70,000	70,000
(-) CUOTAS Y PRIMAS	130,597	130,597	130,597	130,597	130,597	130,597
Pago cuota AMM	28,012	28,012	28,012	28,012	28,012	28,012
Primas de seguros	102,584	102,584	102,584	102,584	102,584	102,584
(-) PAGO DE INTERESES	1,628,764	1,113,793	220,733	0	0	0
UAI	2,715,875	3,199,606	4,051,826	4,229,636	4,184,524	31,065,472
(-) ISR (5% SOBRE VENTAS)	0	0	0	333,346	333,346	1,615,649
EXCEDENTE DEL EJERCICIO	2,715,875	3,199,606	4,051,826	3,896,290	3,851,178	29,449,823

Fuente: Elaboración propia en base a resultados obtenidos

Cuadro 47. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Flujo neto de fondos proyectado. Capacidad instalada 11.27 MW. Escenario 4.
Años: 0, 1, 5, 10, 15, 20 y 25. Datos en US\$

CONCEPTO	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 5	AÑO 10	AÑO 15	AÑO 20	AÑO 25
INGRESOS							
venta de activos	0	0	0	0	0	0	25,646,059
Ventas de energía	0	5,463,161	5,463,161	5,463,161	5,463,161	5,463,161	5,463,161
Ventas de potencia	0	1,203,759	1,203,759	1,203,759	1,203,759	1,203,759	1,203,759
Total ingresos	0	6,666,920	6,666,920	6,666,920	6,666,920	6,666,920	32,312,979
EGRESOS							
Inversiones	7,792,421						
Costos OA&M	0	769,382	800,622	841,462	884,385	929,497	976,911
RSE	0	140,000	140,000	140,000	140,000	140,000	140,000
Cuotas y primas	0	130,597	130,597	130,597	130,597	130,597	130,597
Pago préstamo	0	3,163,839	3,163,839	3,163,839	0	0	0
ISR	0	0	0	0	333,346	333,346	1,615,649
Total egresos	7,792,421	4,203,817	4,235,057	4,275,897	1,488,327	1,533,440	2,863,156
Flujo Neto de Fondos	-7,792,421	2,463,103	2,431,863	2,391,023	5,178,593	5,133,481	29,449,823

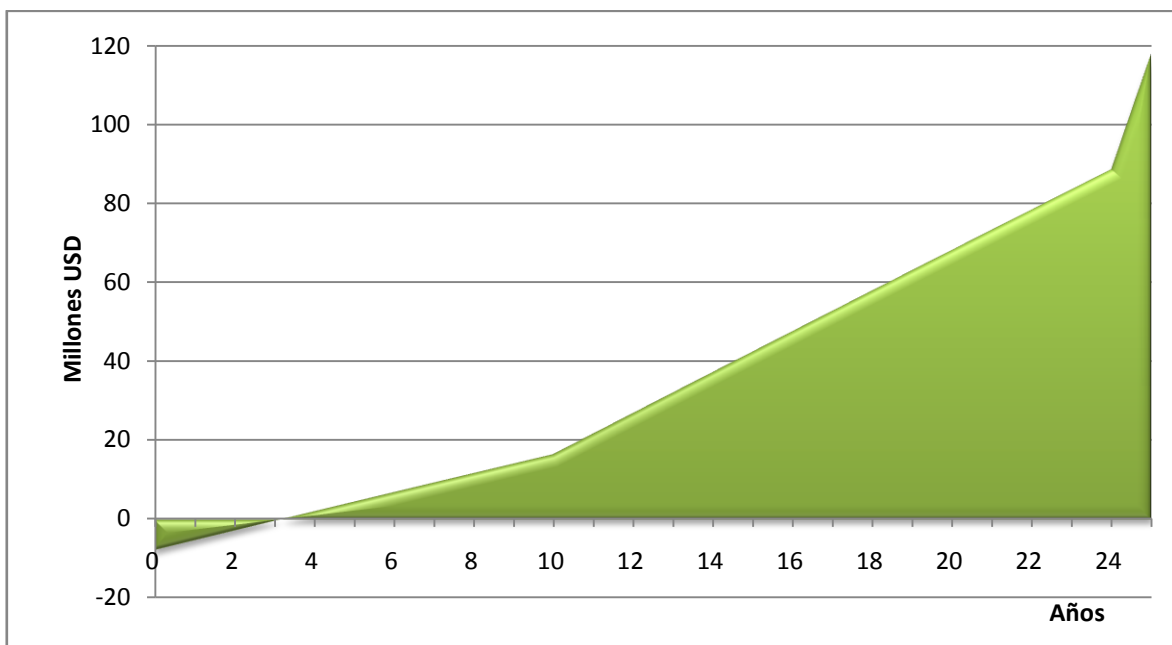
Fuente: Elaboración propia en base a resultados obtenidos

Cuadro 48. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Proyección de flujo neto de fondos. Capacidad instalada 11.27 MW.
Escenario 4. Período 25 años. Datos en US\$

Años	Ingresos	Egresos	Flujo neto de fondos	FNF acumulado	Factor actualización	Ingresos actualizados	Egresos actualizados	FNF actualizado	FNF acumulado
0	0	7,792,420	(7,792,420)	(7,792,420)	1.00	0	7,792,420	(7,792,420)	(7,792,420)
1	6,666,920	4,203,817	2,463,103	(5,329,318)	0.82	5,464,689	3,445,752	2,018,937	(5,773,484)
2	6,666,920	4,211,511	2,455,409	(2,873,909)	0.67	4,479,253	2,829,556	1,649,697	(4,123,787)
3	6,666,920	4,219,282	2,447,638	(426,271)	0.55	3,671,519	2,323,588	1,347,931	(2,775,856)
4	6,666,920	4,227,130	2,439,790	2,013,519	0.45	3,009,442	1,908,123	1,101,319	(1,674,537)
5	6,666,920	4,235,057	2,431,863	4,445,382	0.37	2,466,755	1,566,968	899,787	(774,749)
6	6,666,920	4,243,064	2,423,857	6,869,238	0.30	2,021,931	1,286,828	735,103	(39,647)
7	6,666,920	4,251,150	2,415,770	9,285,009	0.25	1,657,320	1,056,787	600,533	560,886
8	6,666,920	4,259,317	2,407,603	11,692,612	0.20	1,358,459	867,883	490,576	1,051,462
9	6,666,920	4,267,566	2,399,354	14,091,966	0.17	1,113,491	712,757	400,734	1,452,196
10	6,666,920	4,275,897	2,391,023	16,482,989	0.14	912,698	585,368	327,330	1,779,526
11	6,666,920	1,453,819	5,213,101	21,696,090	0.11	748,113	163,137	584,976	2,364,502
12	6,666,920	1,462,317	5,204,603	26,900,693	0.09	613,207	134,500	478,707	2,843,208
13	6,666,920	1,470,901	5,196,019	32,096,712	0.08	502,629	110,893	391,735	3,234,944
14	6,666,920	1,479,571	5,187,349	37,284,061	0.06	411,991	91,432	320,559	3,555,503
15	6,666,920	1,488,327	5,178,593	42,462,654	0.05	337,697	75,388	262,310	3,817,812
16	6,666,920	1,497,171	5,169,749	47,632,404	0.04	276,801	62,160	214,641	4,032,453
17	6,666,920	1,506,103	5,160,817	52,793,220	0.03	226,886	51,255	175,631	4,208,084
18	6,666,920	1,515,125	5,151,795	57,945,016	0.03	185,972	42,264	143,708	4,351,793
19	6,666,920	1,524,237	5,142,683	63,087,699	0.02	152,436	34,851	117,585	4,469,378
20	6,666,920	1,533,440	5,133,481	68,221,180	0.02	124,948	28,739	96,209	4,565,587
21	6,666,920	1,542,734	5,124,186	73,345,365	0.02	102,416	23,699	78,717	4,644,304
22	6,666,920	1,552,122	5,114,798	78,460,163	0.01	83,948	19,544	64,404	4,708,708
23	6,666,920	1,561,604	5,105,316	83,565,479	0.01	68,810	16,117	52,692	4,761,400
24	6,666,920	1,571,181	5,095,739	88,661,218	0.01	56,401	13,292	43,109	4,804,509
25	32,312,979	2,863,156	29,449,823	118,111,041	0.01	224,069	19,854	204,215	5,008,724
TOTALES	66,669,201	50,186,212	16,482,989			30,271,881	25,263,157	5,008,724	

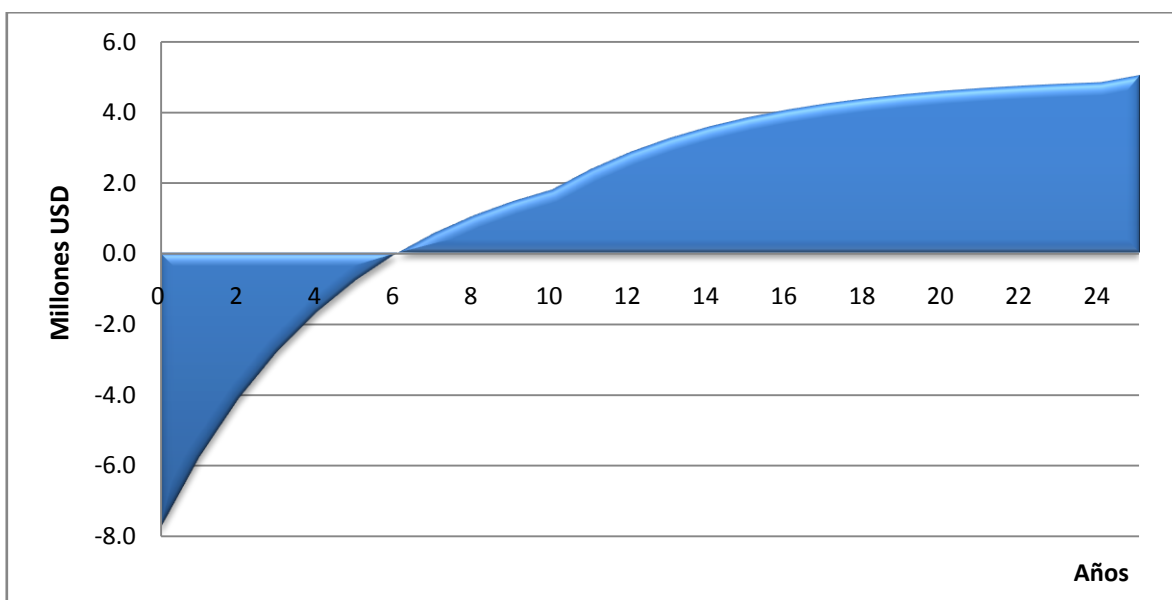
Fuente: Elaboración propia en base a resultados obtenidos

Figura 53. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comportamiento del flujo neto de fondos acumulado simple. Capacidad instalada 11.27 MW. Escenario 4. Período 25 años



Fuente: Elaboración propia en base a resultados obtenidos

Figura 54. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comportamiento del flujo neto de fondos acumulado actualizado. Capacidad instalada 11.27 MW. Escenario 4. Período 25 años



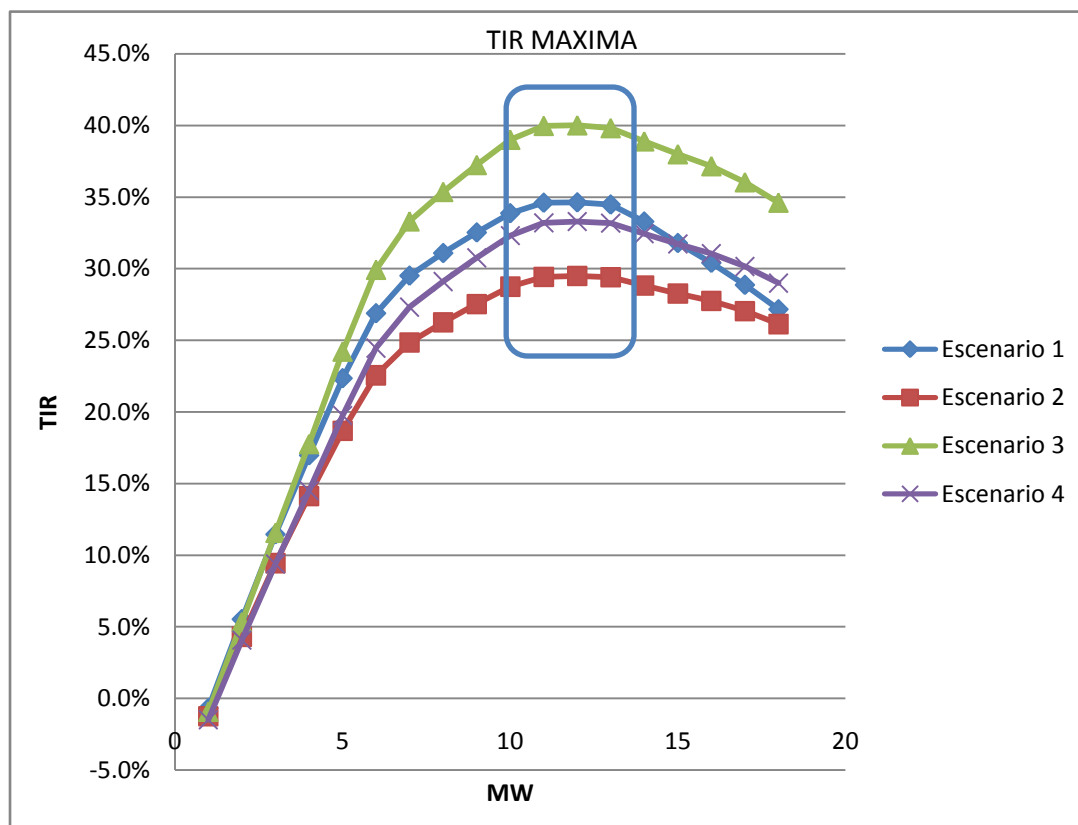
Fuente: Elaboración propia en base a resultados obtenidos

10.6.5. Capacidad instalada óptima

Al realizar las evaluaciones financieras de los escenarios planteados con la ayuda del modelo informático y con la utilización de la herramienta *Solver*, se determina que los indicadores financieros son más favorables para una estructura de financiamiento 80/20 y como es de esperarse, con precios de venta mayores.

Se puede observar que para el escenario 2, el cual presenta menor rentabilidad financiera en función a los otros escenarios, para una capacidad instalada de 6 MW, la tasa interna de retorno supera ya la tasa de rendimiento mínima esperada por los inversionistas –TREMA-, como puede observarse en la gráfica y cuadro siguiente.

Figura 55. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comportamiento de la TIRF en función de la capacidad instalada, para los escenarios evaluados



Fuente: Elaboración propia en base a resultados obtenidos

Cuadro 49. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comportamiento de la TIRF en función de la capacidad instalada, para los escenarios evaluados

MW	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
1	-0.7%	-1.2%	-0.9%	-1.5%
3	11.5%	9.4%	11.6%	9.4%
5	22.4%	18.7%	24.2%	19.8%
7	29.5%	24.8%	33.3%	27.3%
9	32.5%	27.5%	37.2%	30.8%
11	34.6%	29.4%	40.0%	33.2%
13	34.5%	29.4%	39.8%	33.2%
15	31.8%	28.3%	38.0%	31.7%
17	28.9%	27.0%	36.0%	30.1%
18	27.2%	26.1%	34.6%	29.0%

Fuente: Elaboración propia en base a resultados obtenidos

Para todos los escenarios evaluados se determina que la capacidad instalada óptima es 11.27 MW y los principales indicadores resultantes se muestran a continuación.

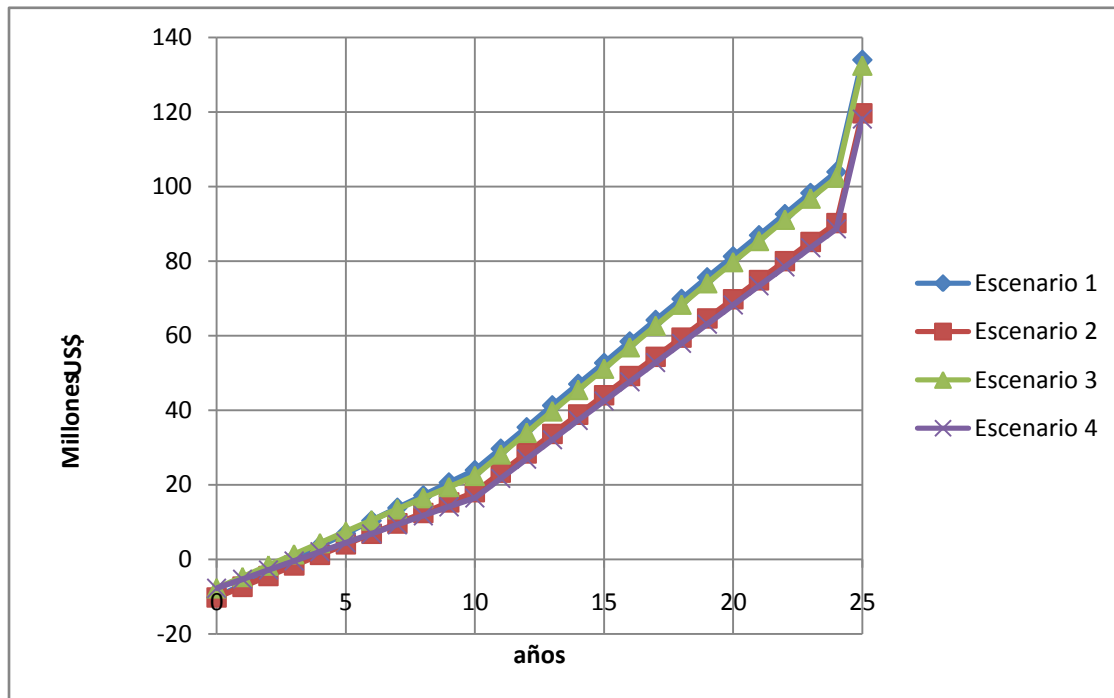
Cuadro 50. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Principales indicadores financieros para una capacidad de 11.27 MW, para los escenarios evaluados

Indicador	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
TIRF máxima	34.76%	29.55%	40.17%	33.37%
VAN en US\$	6,786,343.66	4,141,160.37	7,654,008.67.28	5,008,723.81
R. B/C	1.26	1.16	1.3	1.20
Período de recuperación simple (años)	2.97	3.59	2.56	3.17
Período de recuperación actualizado (años)	5.36	7.89	4.18	6.07

Fuente: Elaboración propia en base a resultados obtenidos

Realizando una comparación al comportamiento del flujo neto de fondos acumulado simple, se pueden observar claramente el impacto del préstamo hasta el año 10, incrementos en utilidades posteriores a este año y finalmente otro incremento por venta del proyecto al final del período de análisis. Asimismo, se observa que el repago simple se da antes del año 4 para todos los escenarios.

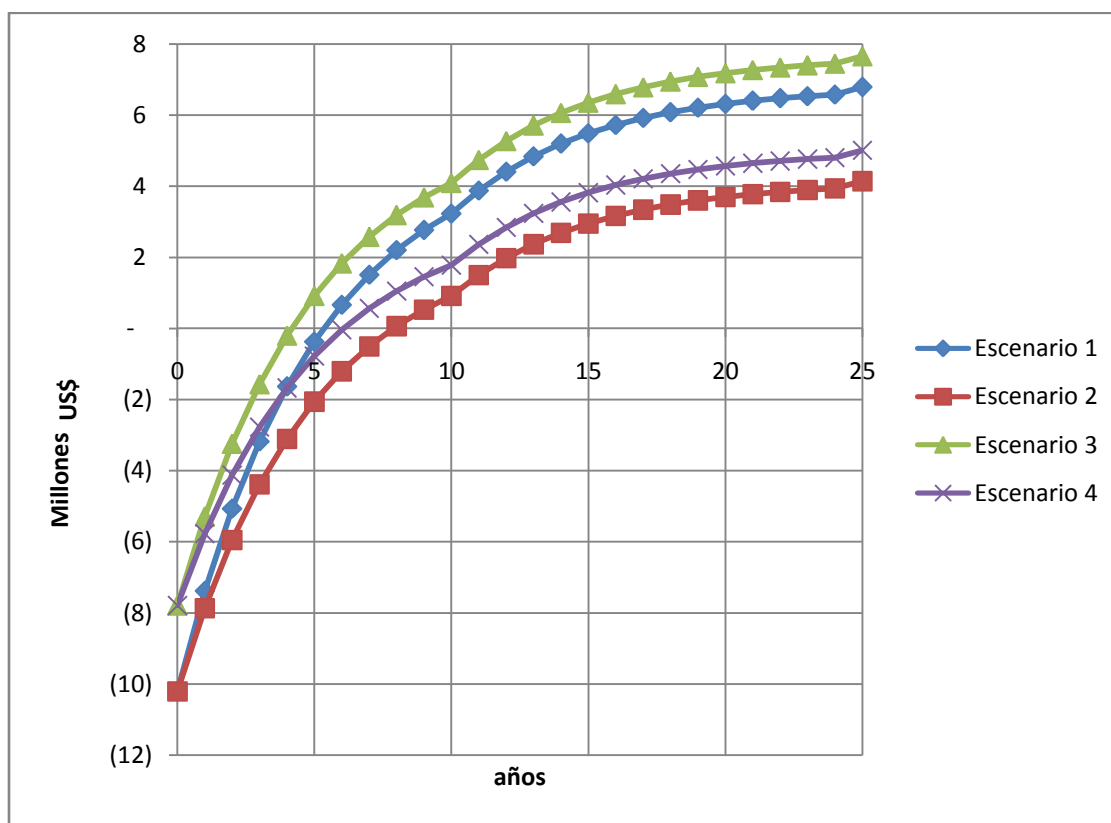
Figura 56. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comportamiento del flujo neto de fondos simple acumulado, para los escenarios evaluados. Período de análisis 25 años



Fuente: Elaboración propia en base a resultados obtenidos

En cuanto al flujo de fondos actualizado acumulado, su comportamiento es muy estable y puede observarse únicamente el efecto del préstamo entre el año 10 y el 11; por otro lado, se nota levemente el efecto de la venta del proyecto al final del período.

Figura 57. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comportamiento del flujo neto de fondos actualizado acumulado, para los escenarios evaluados. Período de análisis 25 años



Fuente: Elaboración propia en base a resultados obtenidos

En virtud de lo anteriormente indicado, se puede determinar que el proyecto hidroeléctrico El Camalote, desde el punto de vista financiero es factible, ya que para todos los escenarios evaluados presentan indicadores financieros favorables desde potencias instaladas superiores a los 6 MW, y para una capacidad instalada de 11.27 MW los indicadores financieros son óptimos.

10.6.6. Análisis de precio de venta de la energía

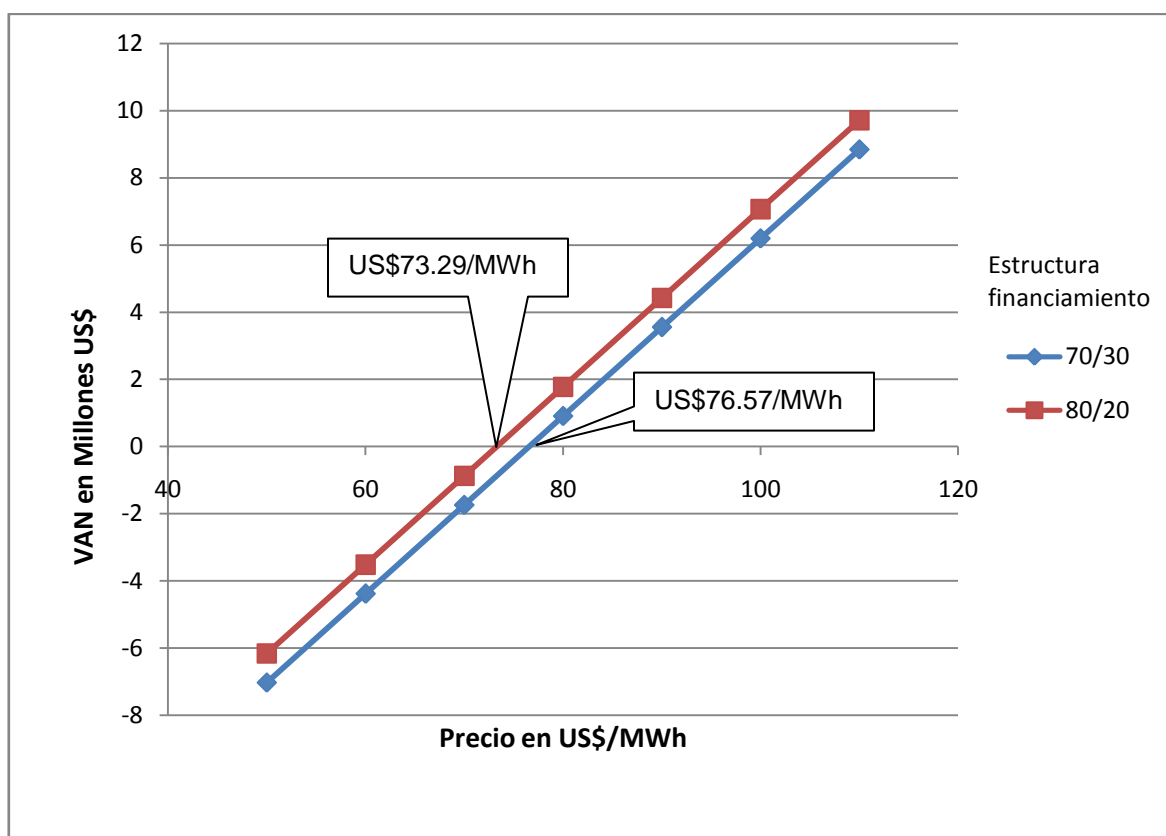
Como análisis complementario a la determinación de la capacidad instalada óptima, se determina el precio de venta de la energía que durante el período de análisis, proporcione a los inversionistas la Tasa de Rendimiento Mínima Esperada o en otras palabras que los ingresos y egresos actualizados sean iguales (Relación Beneficio Costo igual a 1) y la VAN sea igual a cero³³. Para el presente análisis se toman en cuenta los siguientes supuestos:

³³Conceptos extraídos de: Brigham, E. F. (2007). *Fundamentos de Administración Financiera* (10a. ed.). México.: International Thompson Editores, S.A. de C.V

- Una capacidad instalada de 11.27 MW
- No se hará diferenciación entre precio en pico y fuera de pico
- Se realizarán dos escenarios, uno para una estructura de financiamiento 70/30 y el otro, para una estructura de financiamiento 80/20.

Apoyados del modelo informático, se realizó un comparativo del comportamiento del VAN en función del precio de venta de la energía, para estructuras de financiamiento 70/30 y 80/20, tomando como capacidad instalada 11.27 MW, obtenida del análisis de optimización, lo cual se muestra a continuación.

Figura 58. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Comportamiento del Valor Actual Neto en función del precio de venta de la energía, para estructuras de financiamiento 70/30 y 80/20. Capacidad instalada 11.27 MW



Fuente: Elaboración propia en base a resultados obtenidos

Los resultados del precio de venta de la energía que retornan a los inversionistas la TREMA del 22%, una VAN igual a cero o una Relación Beneficio Costo igual a 1, son los siguientes:

Cuadro 51. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Precios de venta de energía que retornan a los inversionistas la TREMA. Capacidad instalada 11.27 MW

Estructura de financiamiento	Precio de energía únicamente en US\$/MWh	Precio monómico en US\$/MWh
70/30	76.57	96.89
80/20	73.29	93.61

Fuente: Elaboración propia en base a resultados obtenidos

Derivado de los precios de equilibrio resultantes para el proyecto hidroeléctrico El Camalote, se determina una oportunidad para los inversionistas, asociada a la ventaja comparativa que disponen los precios monómicos de mercado, indicativos de las licitaciones abiertas PEG-1-2010 y PEG-2-2012, para contratar suministro de energía y potencia para las empresas distribuidoras de electricidad de Guatemala, (US\$114.17/MWh y PEG-2-2012 US\$131.4/MWh respetivamente).

11. CONCLUSIONES

- Para el proyecto hidroeléctrico El Camalote, se concluye que la capacidad instalada que en forma indicativa optimiza su rentabilidad financiera es 11.27 MW, ya que maximiza para todos los escenarios evaluados la Tasa Interna de Retorno Financiera –TIRF- y el Valor Actual Neto Financiero –VANF-, con lo cual se obtiene la mejor integración de los aspectos técnicos asociados a su capacidad instalada, que responden a las tendencias y reglas del mercado de electricidad de Guatemala, dándose así por aceptada la hipótesis planteada.
- Según los inversionistas del proyecto, en base a la evaluación de opciones de ubicación de obras y principalmente del tipo conducción del caudal del río, se identifica como mejor opción de desarrollo de proyecto, la instalación de una central generadora a pie de presa, con lo cual se presentan los menores costos de construcción en función de la capacidad instalada y generación obtenida.
- Del análisis del mercado de electricidad guatemalteco se determinó que el proyecto hidroeléctrico tiene oportunidad de integrarse a la oferta de electricidad futura del país y desplazar en el despacho económico a plantas bunker que operan actualmente, se identificaron precios de venta máximos de la energía sobre la base de un monómico entre US\$114.17/MWh y US\$128/MWh y finalmente, se establece como mejor opción de comercialización la vía de contratos a término por venta de potencia firme y energía generada.
- Del análisis de los aspectos técnicos del proyecto se establece que tanto la generación de electricidad como los costos asociados a la construcción del proyecto son dependientes del caudal de diseño, que determina la capacidad instalada de la central generadora, de lo cual se puede concluir que a medida que la capacidad instalada es mayor, la relación de costos por megavatio instalado disminuye; por otro lado, en la medida que se aumenta la capacidad instalada, el factor de planta disminuye, y para capacidades instaladas superiores a los 13 MW la generación anual tiende a estabilizarse.
- La evaluación ambiental en su conjunto determina que el proyecto hidroeléctrico es factible, ya que aporta mayores beneficios que impactos negativos, lo que incide en la mejora de la economía del área de influencia y contribuye a estabilizar el sistema de precios de electricidad del país.

- Del análisis de los aspectos administrativo-legales que tienen relación con el proyecto hidroeléctrico, se determina que desde el punto de vista legal existe una estructura jurídica que permite la inversión privada en el desarrollo de proyectos hidroeléctricos, asimismo, la estructura administrativa propuesta favorece la eficiencia de la actividad de generación de la empresa desarrolladora.
- Se determina que el proyecto hidroeléctrico El Camalote desde el punto de vista financiero es factible para todos los escenarios evaluados, desde potencias instaladas superiores a los 6 MW, ya que la TIRF resultante es superior a la TREMA planteada del 22%. Obteniéndose indicadores financieros máximos para una potencia instalada de 11.27 MW y Tasas internas de retorno financieras entre el rango de 29.55% y 40.17%.

12. RECOMENDACIONES

- El Estado de Guatemala como responsable de la administración de los recursos nacionales, debería fortalecer las Entidades Gubernamentales encargadas de la obtención, recopilación y análisis de la información relativa al potencial energético renovable de Guatemala, que permita reducir el riesgo de cualquier inversionista interesado en el desarrollo de este tipo de proyectos.
- La banca guatemalteca al evaluar proyectos desde el concepto tradicionalista en base a garantías, no promueve el desarrollo de proyectos renovables, especialmente hidroeléctricos; sin embargo, sería interesante que dicha banca comience un proceso de modernización hacia la implementación de financiamiento bajo el concepto de “Project Finance”.
- Se recomienda a los inversionistas de proyectos hidroeléctricos, implementar en forma temprana campañas de información y concientización de sus proyectos, que permitan ser inclusivos con las comunidades y disminuir la conflictividad social. Esto evitará que las comunidades rurales guatemaltecas se opongan al desarrollo de proyectos hidroeléctricos por desinformación o mala información de fuentes mal intencionadas.
- A los inversionistas del proyecto hidroeléctrico El Camalote, continuar el desarrollo de los estudios a efecto de elevar los actuales a nivel de factibilidad.
- A los inversionistas de proyectos hidroeléctricos en general, en la medida de lo posible, implementar medidas de optimización financiera en conjunto con los especialistas de cada ramo, con el objeto de establecer criterios de evaluación que reflejen las características específicas del proyecto y con ello aumentar el factor de éxito de desarrollo de los proyectos.
- Aplicar modelos de responsabilidad ambiental y social, que sean incluyentes de los grupos organizados y más vulnerables y que se enfoquen en atender factores de desarrollo que están fuera de los programas de gobierno o que no están siendo atendidos por las entidades correspondientes

13. BIBLIOGRAFÍA

1. Administrador del Mercado Mayorista. (2011). *Informe Estadístico 2010*.
2. Administrador del Mercado Mayorista. (2012). *Informe Estadístico 2011*.
3. Administrador del Mercado Mayorista. (diciembre de 2012). *Portal oficial*. Obtenido de <http://www.amm.org.gt>
4. Administrador del Mercado Mayorista. (2013). *Informe Estadístico 2012*.
5. Arboleda González, J. A. (2008). *Manual de Evaluación de impacto Ambiental de proyectos, obras y actividades*. Medellín, Colombia.
6. Banco de Guatemala. (diciembre de 2012). *Portal Oficial*. Obtenido de <http://www.banguat.gob.gt>
7. Brigham, E. F. (2007). *Fundamentos de Administración Financiera* (10a. ed.). México.: International Thompson Editores, S.A. de C.V.
8. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (diciembre de 2012). *Portal Oficial*. Obtenido de <http://www.cnee.gob.gt>
9. Congreso de la República de Guatemala. (1961). Decreto número 1441. Código de Trabajo.
10. Congreso de la República de Guatemala. (1963). Decreto-Ley número 106. Código Civil.
11. Congreso de la República de Guatemala. (1970). Decreto número 2-70. Código de Comercio.
12. Congreso de la República de Guatemala. (1986). *Decreto número 68-86. Ley de Protección y Mejoramiento del Medio Ambiente*.
13. Congreso de la República de Guatemala. (1989). Decreto número 78-89. Ley de Bonificación Incentivo para los Trabajadores del Sector Privado .
14. Congreso de la República de Guatemala. (1992). *Decreto 27-92. Ley del Impuesto Al Valor Agregado*.

15. Congreso de la República de Guatemala. (1992). Decreto número 42-92. Ley de Bonificación Anual para Trabajadores del Sector Privado y Público.
16. Congreso de la República de Guatemala. (1992). Decreto número 64-92. Reformas al código de trabajo.
17. Congreso de la República de Guatemala. (1992). *Decreto número 96-92. Ley del impuesto sobre la renta.*
18. Congreso de la República de Guatemala. (1996). *Decreto 93-96. Ley General de Electricidad.*
19. Congreso de la República de Guatemala. (1997). Decreto número 126-97. Ley Reguladora de las áreas de reservas territoriales del Estado de Guatemala.
20. Congreso de la República de Guatemala. (2003). *Decreto 52-2003. Ley de incentivos para lo promoción de proyectos de energía renovable.*
21. (1985). Constitución Política de la República de Guatemala.
22. Construmática. (24 de mayo de 2013). *Construmática*. Obtenido de http://www.construmatica.com/construpedia/Central_Hidroel%C3%A9ctrica
23. Consultora Enrique de la Roca & Asociados. (2010). *Informe de Factibilidad y Diseño de Ingeniería Básica para la generación de 8,000 KW de energía hidroeléctrica con la utilización del recurso natural renovable Río Mopán, en jurisdicción del Caserío: "El Camalote", Melchor de Mencos, Petén.* Guatemala.
24. DE LA CRUZ, R. (1982). Clasificación de zonas de vida de Guatemala a nivel de reconocimiento. En D. MAGA/INAFOR/UNIDAD DE EVALUACIÓN Y PROMOCION.
25. Dirección General de Planificación, Programación, Política y Estrategias Ambientales, MARN. (2010). *Cuencas hidrográficas de Guatemala.*
26. El Presidente de la República. (1997). *Acuerdo Gubernativo No. 256-97. Reglamento de la Ley General de Electricidad. Modificado mediante Acuerdo Gubernativo No. 68-2007.*
27. El Presidente de la República. (1997). *Acuerdo Gubernativo No. 299-98. Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. Modificado mediante Acuerdo Gubernativo No. 69-2007.*

28. Energías Renovables. (15 de mayo de 2013). Obtenido de Energía renovable: <http://www.renovables-energia.com>
29. Escuela de Ingeniería de Atioquia. (12 de febrero de 2013). *Mecánica de Fluidos y Recursos hidráulicos*. Obtenido de <http://fluidos.eia.edu.co/hidraulica/index.html>
30. European Small Hydropower Association -ESHA. (2006). *Guía para el diseño de una pequeña central hidroeléctrica*.
31. Geopetrol. (2010). *Informe de geología. Proyecto hidroeléctrico El Camalote*.
32. L&A, Hidro. (2009). *Estudio hidrológico, pequeña central hidroeléctrica El Camalote*.
33. Luther, D. I. (2010). Listados Actualizados de las Especies. En C. C. (CCAD.
34. Mas, Fernando M. (2009). MANUAL TECNICO DE CALCULO DE CAUDALES AMBIENTALES. Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos.
35. Mejía Pinzón, G. A. (2000). *Project Finance*. (F. d. Pontificia Universidad Javeriana, Ed.) Santa Fe de Bogotá, Colombia.
36. Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales. (Diciembre de 2012). *MARN - Guatemala, C.A.* Obtenido de <http://www.marn.gob.gt>
37. Ministerio de Energía y Minas. (diciembre de 2012). *Portal oficial*. Obtenido de <http://www.mem.gob.gt>
38. Ministerio del Medio Ambiente - Subdirección de Licencias Ambientales. (2002). *Manual de evaluación de estudios ambientales. Criterios y procedimientos*. Bogotá, Colombia.
39. Penche, C. (1998). *Cómo llevar a buen fin un proyecto de minicentral hidroeléctrica. Manual de pequeña hidráulica*. (D. G. Europea, Ed.) Bruselas.
40. Registro Mercantil. (mayo de 2013). *Portal Oficial*. Obtenido de <http://www.registromercantil.gob.gt>
41. Reyna, Evelyn. (2009). Análisis Ambiental del área de influencia del proyecto hidroeléctrico El Camalote (versión preliminar).
42. Roldán Vilorio, J. (1998). *Prontuario Basico de Electricidad*. Paraninfo.

43. Unidad de Planificación Geográfica y Gestión de Riesgo, Ministerio de Agricultura, Ganadería y Alimentación. (2009). *Mapa de Cuencas Hidrográficas a escala 1:50,000. República de Guatemala, Método de Pfafstetter.*
44. Vivallo Pinare, Ángel Gabriel. (s.f.). FORMULACION Y EVALUACION DE PROYECTOS. MANUAL PARA ESTUDIANTES "Es difícil adivinar o prever el futuro, es mejor inventarlo".

14. ANEXOS

ANEXO 1. ACRÓNIMOS

AMM	Administrador del Mercado Mayorista
CCAD	Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
CONAP	Concejo Nacional de Áreas Protegidas
g	Símbolo utilizado para identificar la aceleración de la gravedad, 9.81 m/s ²
GWh	Gigavatio hora o millones de vatios hora
H	Diferencia de altura de un salto de agua
IDC	Intereses durante la construcción
INDE	Instituto Nacional de Electrificación
INAB	Instituto Nacional de Bosques
KV	Kilovoltios o miles de voltios
KW	Kilovatios o miles de vatios
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MM	Mercado Mayorista
MW	Megavatios o millones de vatios
MWh	Megavatios hora o millones de vatios hora
η	Símbolo utilizado para identificar la eficiencia
η_t	Eficiencia de las turbinas hidráulicas
η_g	Eficiencia del generador

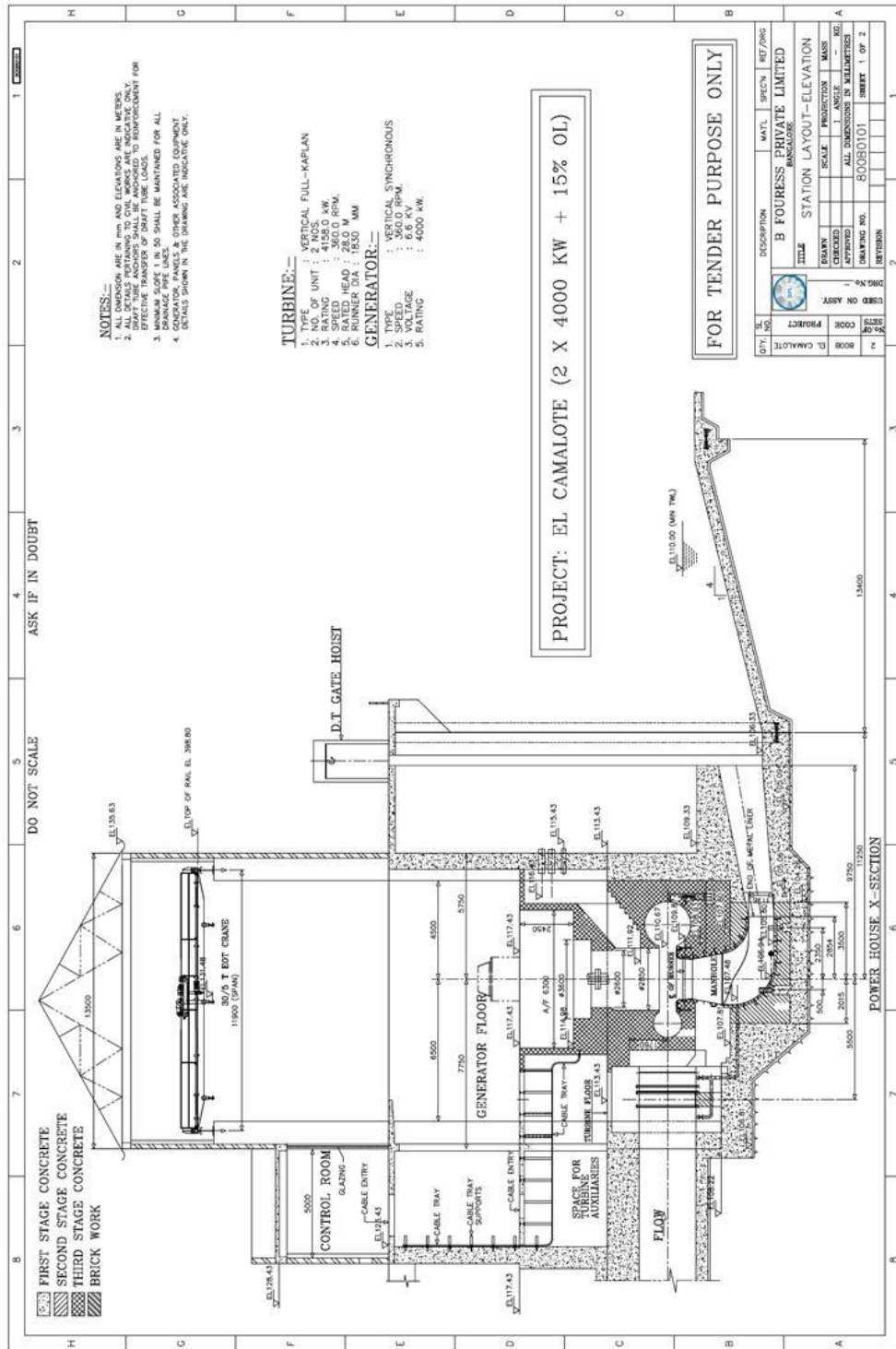
OCRET	Oficina de Control de Áreas de Reserva del Estado
PCH	Pequeña central hidroeléctrica
Q	Se utiliza para identificar al caudal hidrológico
R. B/C	Relación beneficio costo
RSE	Responsabilidad social empresarial
SNI	Sistema Nacional Interconectado
TIR	Tasa interna de retorno
TIRF	Tasa interna de retorno financiera
TREMA	Tasa de rendimiento mínima esperada
US\$	Dólares de Estados Unidos
VAN	Valor actual neto
VANF	Valor actual neto financiero

ANEXO 2. GLOSARIO

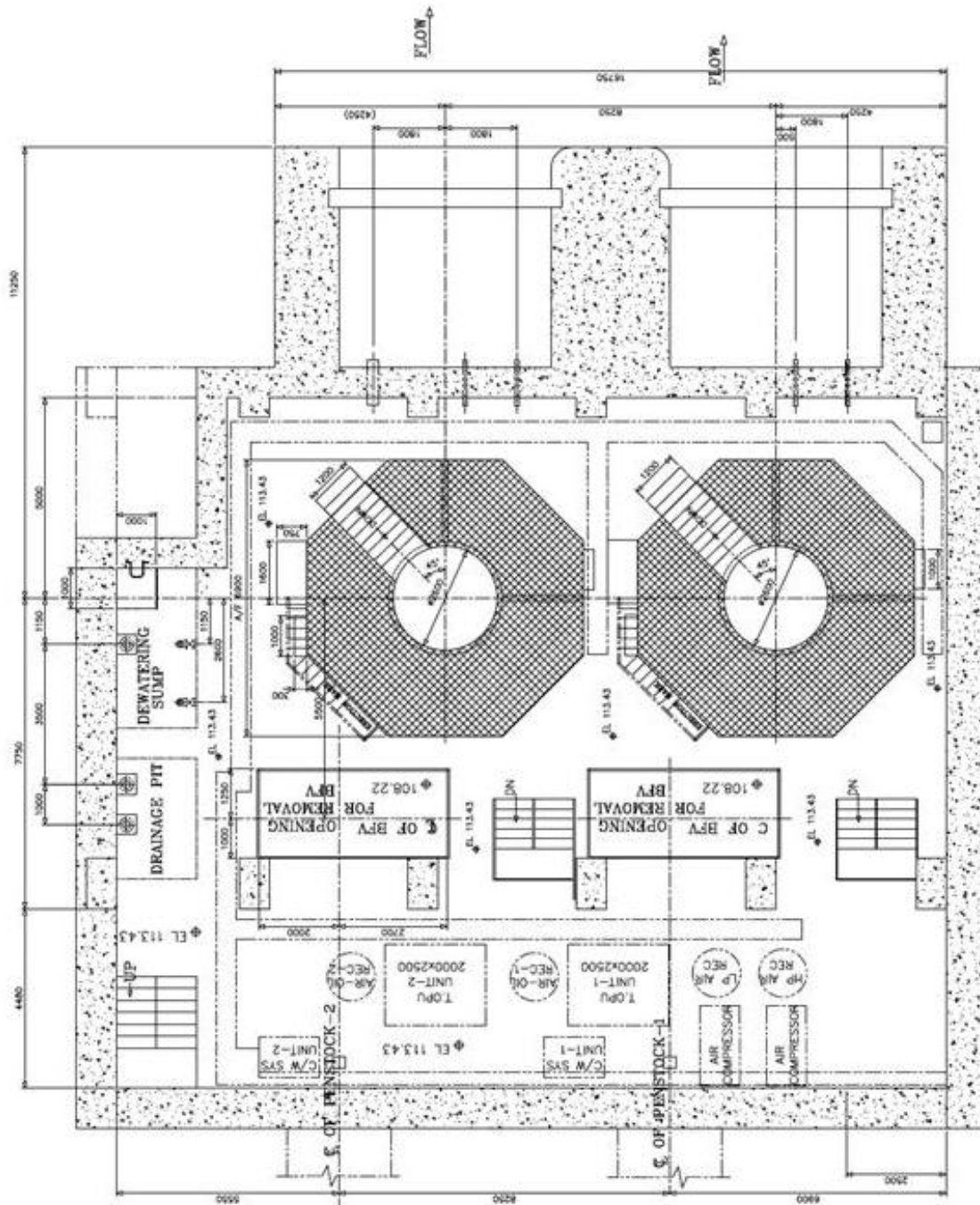
Caudal ecológico:	Es el flujo de agua mínima necesaria para preservar los valores ecológicos en el cauce de un río
Caudal de diseño:	Referido a una central hidroeléctrica, es el caudal máximo de operación
Caudal de estiaje:	Caudal mínimo que se reporta en un época del año
Caudal hidrológico:	Es la cantidad, o volumen, de agua que pasa por una sección determinada en un tiempo dado
Central hidroeléctrica	Aprovechan mediante un desnivel, la energía potencial contenida en la masa de agua que transportan los ríos para convertirla en energía eléctrica, utilizando turbinas acopladas a alternadores
Energía eléctrica	Capacidad de producir un trabajo a través del movimiento de electrones
Hidroenergía:	Es aquella energía que se obtiene del aprovechamiento de las energías cinética y potencial de las corrientes de agua
Karst:	Es un tipo de roca producida por disolución indirecta del carbonato cálcico de las rocas calizas debido a la acción de aguas ligeramente ácidas
Mercado Mayorista:	Es el conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se efectúan a corto y a largo plazo entre agentes del mercado.
Oferta Firme Eficiente:	Es la parte de la Oferta Firme de cada unidad generadora que se calcula considerando la indisponibilidad registrada en los períodos de máxima demanda.
Oferta Firme:	Es una característica técnica de cada unidad generadora que se calcula en función de su Potencia Máxima y de su disponibilidad Para centrales de generación, es la capacidad de producir una

Potencia eléctrica	cantidad de energía en un momento dado
Potencia instalada:	Para una central generadora, corresponde a la potencia nominal de fábrica de los equipos de generación instalados.
Precio monómico de la energía:	Es el precio de venta que relaciona los ingresos tanto por ventas energía y potencia, respecto a la energía total generada.
Precio SPOT:	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
Project Finance:	Método de financiación de un cierto proyecto de infraestructura, en el cual el acreedor o prestamista va a obtener el pago de su crédito, en principio, contando con los flujos de efectivo y demás ingresos del proyecto como fuentes de pago
Relación Beneficio Costo:	Mide la relación de la sumatoria de los beneficios dentro un proyecto respecto a la sumatoria de los costos, tomando en cuenta las actualizaciones en el tiempo
Sistema Nacional Interconectado:	Es la porción interconectada del Sistema Eléctrico Nacional.
Tasa interna de retorno:	Es la tasa de descuento que vuelve 0 el valor actual neto de la inversión
Tasa interna de retorno financiera:	Es la tasa interna de retorno para proyectos de inversión o que miden la rentabilidad financiera
Valor actual neto:	Es el valor actual de un flujo de efectivo futuro o de una serie de flujo de efectivo.

ANEXO 3. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Plano transversal de casa de máquinas



ANEXO 4. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Plano de planta de casa de máquinas



ANEXO 5. Proyecto hidroeléctrico El Camalote. Diagrama unifilar

