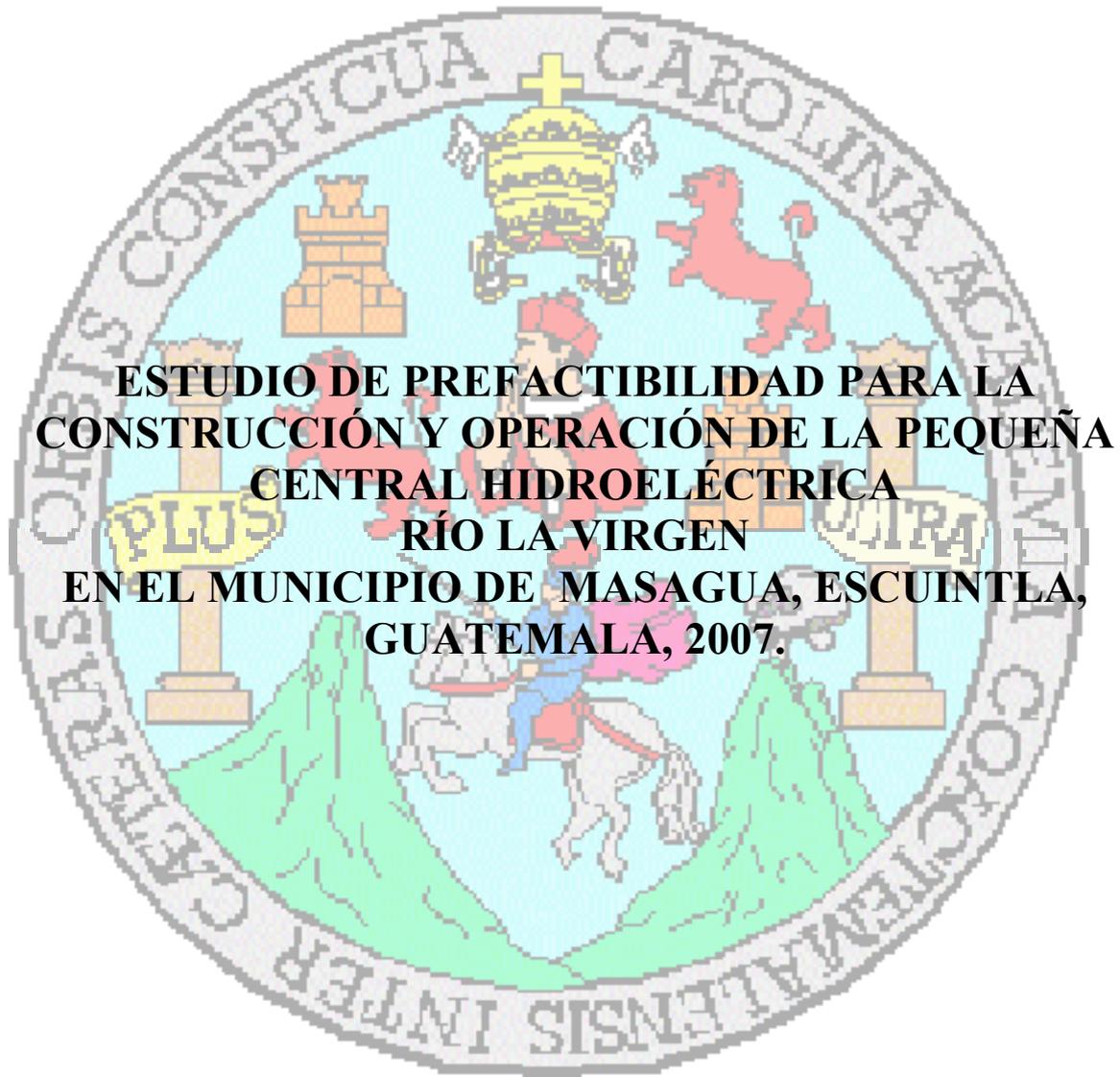


**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO
MAESTRÍA EN FORMULACIÓN Y EVALUACIÓN
DE PROYECTOS**

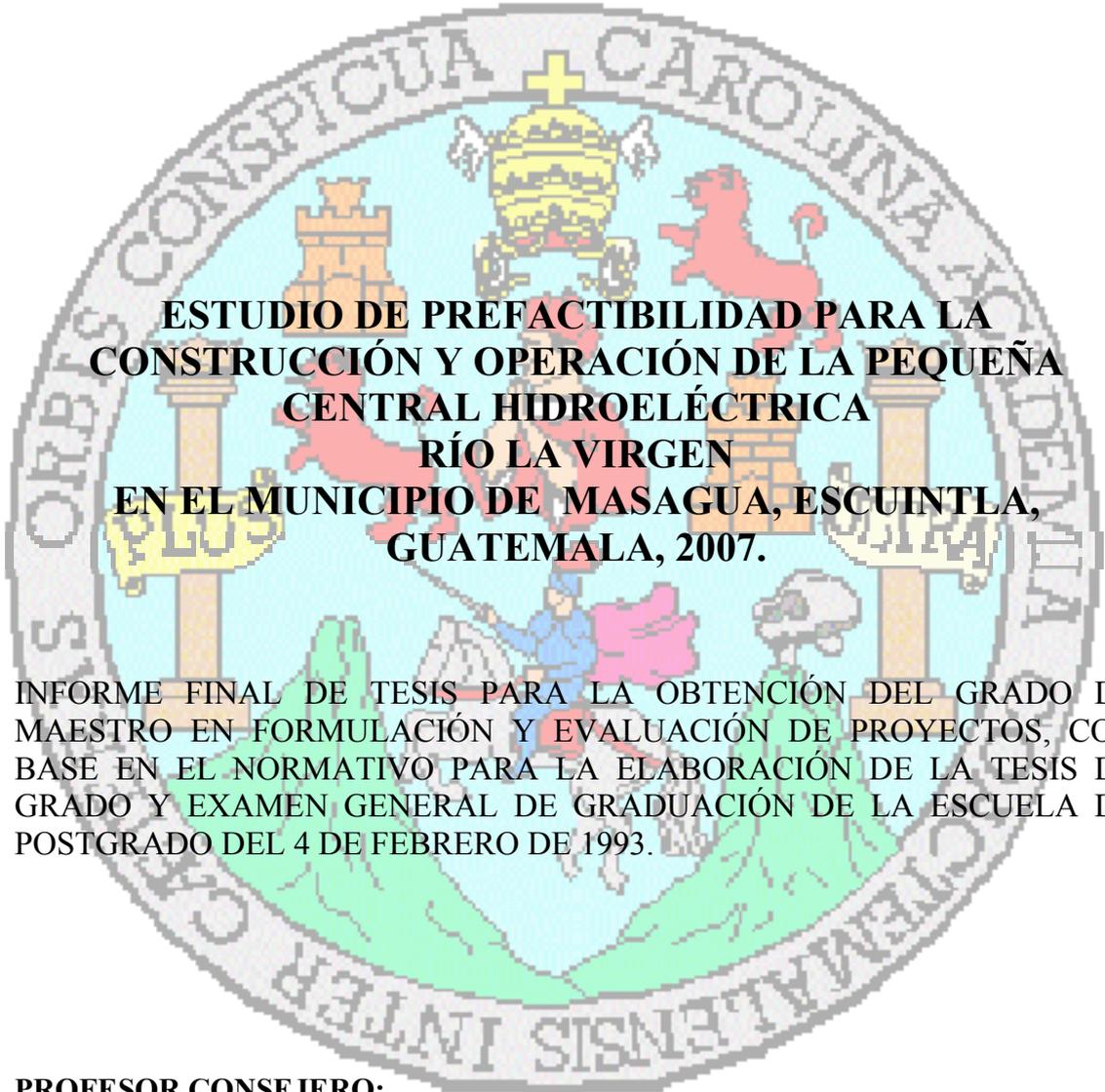


**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA
CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DE LA PEQUEÑA
CENTRAL HIDROELÉCTRICA
RÍO LA VIRGEN
EN EL MUNICIPIO DE MASAGUA, ESCUINTLA,
GUATEMALA, 2007.**

LIC. MOISES ORLANDO PALACIOS TEJADA

GUATEMALA, MARZO DE 2009.

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO
MAESTRÍA EN FORMULACIÓN Y EVALUACIÓN
DE PROYECTOS**

The seal of the University of San Carlos of Guatemala is a circular emblem. It features a central figure of a man in a blue robe and hat, holding a staff and a book, standing on a green landscape. Above him is a red lion rampant. The seal is surrounded by a grey border containing the Latin motto 'S. ORBIS CONSPICUA CAROLINA ACQUA DEITIA' at the top and 'C. S. C. M. A. L. E. N. S. I. S. I. N. T. E. R.' at the bottom. The text of the title is overlaid on the seal.

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA
CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DE LA PEQUEÑA
CENTRAL HIDROELÉCTRICA
RÍO LA VIRGEN
EN EL MUNICIPIO DE MASAGUA, ESCUINTLA,
GUATEMALA, 2007.**

INFORME FINAL DE TESIS PARA LA OBTENCIÓN DEL GRADO DE MAESTRO EN FORMULACIÓN Y EVALUACIÓN DE PROYECTOS, CON BASE EN EL NORMATIVO PARA LA ELABORACIÓN DE LA TESIS DE GRADO Y EXAMEN GENERAL DE GRADUACIÓN DE LA ESCUELA DE POSTGRADO DEL 4 DE FEBRERO DE 1993.

PROFESOR CONSEJERO:

Ing. Electricista MSc. Carlos Armando Monroy Godoy

POSTULANTE:

Lic. Moisés Orlando Palacios Tejada

GUATEMALA, MARZO DE 2009

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS

HONORABLE JUNTA DIRECTIVA

Decano:	Lic. José Rolando Secaida Morales
Secretario:	Lic. Carlos Roberto Cabrera Morales
Vocal Primero:	Lic. Albaro Joel Girón Barahona
Vocal Segundo:	Lic. Mario Leonel Perdomo Salguero
Vocal Tercero:	Lic. Juan Antonio Gómez Monterroso
Vocal Cuarto:	S.B. Roselyn Janette Salgado Ico
Vocal Quinto:	P.C. José Abraham González Lemus

JURADO EXAMINADOR QUE PRACTICÓ EL EXAMEN

SEGÚN EL ACTA CORRESPONDIENTE:

Presidente:	Lic. MAI Santiago Alfredo Urbizo Guzmán
Secretario:	Lic. MSc. Jorge Borstcheff Boyarinoff
Vocal I:	Ing. MSc. Sarvelio Orlando de Leon Gómez
Vocal II:	Arq. MSc. Edgar Laureano Juarez Sepúlveda
Asesor:	Ing. MSc. Carlos Armando Monroy Godoy



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

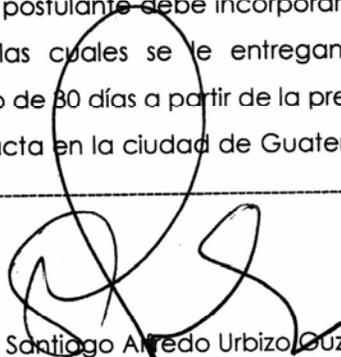
ACTA No. 025-2007

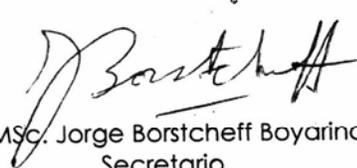
En el salón No. 2 del Edificio S-11 de la Escuela de Estudios de Postgrados de la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de San Carlos de Guatemala, nos reunimos los infrascritos miembros del Jurado Examinador, el **15 de noviembre** del año en curso, a las **19:00** horas, para practicar el EXAMEN GENERAL DE TESIS del licenciado **Moisés Orlando Palacios Tejada**, Carné No. **100009639**, estudiante de la Maestría en Formulación y Evaluación de Proyectos, como requisito para optar al grado de Maestro en Ciencias de la Escuela de Estudios de Postgrado. El examen se realizó de acuerdo con el Normativo de Tesis, aprobado por la Junta Directiva de la Facultad de Ciencias Económicas en el punto SÉPTIMO inciso 7.2 del Acta 5-2005 de la sesión celebrada el veintidós de febrero de 2005.

Se evaluaron de manera oral los elementos técnico-formales y de contenido científico del informe final de la tesis elaborada por el postulante, denominado ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DE LA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA RÍO LA VIRGEN EN EL MUNICIPIO DE MASAGUA, ESCUINTLA, GUATEMALA, 2007. El examen fue APROBADO por MAYORIA de votos CON CORRECCIONES por el Jurado Examinador.

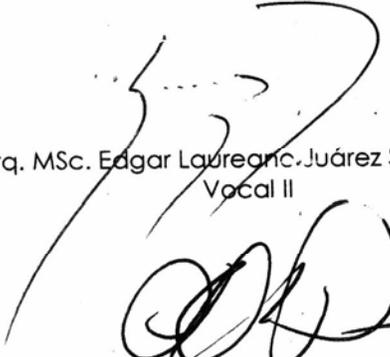
Previo a la aprobación final de tesis, el postulante debe incorporar las recomendaciones emitidas en reunión del Jurado Examinador las cuales se le entregan por escrito y se presentará nuevamente la tesis en el plazo máximo de 30 días a partir de la presente fecha.

En fe de lo cual firmamos la presente acta en la ciudad de Guatemala, a los quince días del mes de noviembre del año dos mil siete.


Lic. MAI. Santiago Alfredo Urbizo Guzmán
Presidente


Lic. MSc. Jorge Bortscheff Boyarinoff
Secretario


Ing. MSc. Sarvelto Orlando de León Gómez
Vocal I


Arq. MSc. Edgar Laureano Juárez Sepúlveda
Vocal II


Ing. MSc. Carlos Armando Manroy Godoy
Asesor


Lic. Moisés Orlando Palacios Tejada
Postulante



FACULTAD DE
CIENCIAS ECONOMICAS

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

**DECANATO DE LA FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS.
GUATEMALA, DIECISEIS DE FEBRERO DE DOS MIL NUEVE.**

Con base en el Punto QUINTO, inciso 5.7, Subinciso 5.7.2 del Acta 2-2009 de la sesión celebrada por la Junta Directiva de la Facultad el 5 de febrero de 2009, se conoció el Acta Escuela de Estudios de Postgrado No. 025-2007 de aprobación del Examen Privado de Tesis, de fecha 15 de noviembre de 2007 y el trabajo de Tesis de Maestría en Formulación y Evaluación de Proyectos denominado: "ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DE LA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA RÍO LA VIRGEN EN EL MUNICIPIO DE MASAGUA, ESCUINTLA, GUATEMALA, 2007", que para su graduación profesional presentó el Licenciado MOISÈS ORLANDO PALACIOS TEJADA, autorizándose su impresión.

Atentamente,

"D Y ENSEÑAD A TODOS"

LIC. CARLOS ROBERTO CABRERA MORALES
SECRETARIO



LIC. JOSE ROLANDO SECAIDA MORALES
DECANO

Smp.



Imail
REVISADO

AGRADECIMIENTOS

AL SER SUPREMO

A MI PADRE

A MI MADRE, EN SU MEMORIA

A MIS HERMANAS

A MI HIJA

A MI PATRIA GUATEMALA

A LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

A LA ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO DE LA FACULTAD DE CIENCIAS
ECONÓMICAS

AL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN

A MIS COMPAÑEROS PROFESIONALES DE PROMOCIÓN

A USTED.

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	i
INTRODUCCIÓN	1
1. ANALISIS ESTRATÉGICO DEL PROYECTO	4
1.1 IMPORTANCIA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA DENTRO DEL CONCEPTO DE UN BALANCE ENERGÉTICO	4
1.2 ANTECEDENTES	5
1.3 APROVECHAMIENTO DE UNA OPORTUNIDAD DE MERCADO	6
1.3.1 Árbol de Problemas.....	6
1.3.2 Transición del Árbol de Problemas al Árbol de Objetivos	7
1.3.3 Alternativas Energéticas	7
1.3.4 Matriz de planificación del proyecto.....	8
1.4 OBJETIVOS	10
1.4.1 General.....	10
1.4.2 Específicos.....	10
1.5 JUSTIFICACIÓN	10
1.6 MARCO TEÓRICO	11
1.6.1 La PCH y campo de aplicación.....	12
1.7 METODOLOGÍA PARA EL DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN	13
2. MERCADO ELÉCTRICO	14
2.1 EL ÁREA DE MERCADO.....	14
2.2 APLICACIÓN COMERCIAL DE LA PCH	15
2.3 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA	15
2.3.1 Población y vivienda del área de influencia directa de la PCH.....	17
2.3.2 Estimación de la curva de demanda diaria	21
2.4 LA OFERTA ACTUAL.....	22
2.4.1 Precio del kWh para los usuarios en Baja Tensión Simple.....	22
2.5 SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD Y PARTICIPACIÓN DE LA PCH	23
2.6 PLAN ESTRATÉGICO DE COMERCIALIZACIÓN	24
2.6.1 Requerimientos formales	25
2.6.2 Precio de la energía.....	26
2.6.3 Medición comercial	26
2.6.4 Facturación y forma de pago.....	27
2.6.5 Vigencia y plazo del contrato.....	27
3. ESTUDIO TÉCNICO	29
3.1 MACRO – LOCALIZACIÓN.....	29
3.2 MICRO – LOCALIZACIÓN.....	31
3.2.1 Vías de acceso.....	31
3.4 ESTUDIOS BÁSICOS	32
3.4.1 Cartografía	33
3.4.2 Topografía.....	33
3.4.3 Geología.....	33
3.4.4 Hidrología	34
3.4.4.1 Clima y precipitación	35
3.4.4.2 Hidrograma del Río La Virgen, sitio Peña Blanca	36
3.4.4.3 Capacidad de la fuente hídrica para cubrir la demanda.....	36
3.4.4.4 Magnitud y frecuencia de las crecientes máximas	37
3.4.4.5 Aforo del río La Virgen.....	37
3.4.4.6 Escenario hidrológico 2008 – 2017.....	38
3.5 OBRAS FÍSICAS.....	38
3.6 CAPACIDAD INSTALADA	41
3.6.1 Funcionamiento y esquema de la PCH	43
3.7 CÁLCULO DE LA GENERACIÓN MEDIA ANUAL	44

4. ESTUDIO ADMINISTRATIVO - LEGAL	48
4.1 ESTRUCTURA ADMINISTRATIVA - LEGAL	48
4.1.1 Fases para la constitución de la Empresa Municipal de Electricidad.....	48
4.2 MARCO LEGAL PARA EL FUNCIONAMIENTO DE LA PCH.....	50
4.3 EL PROTOCOLO DE KYOTO EN EL CONTEXTO LOCAL.....	53
4.4 ESTRUCTURA ADMINISTRATIVA.....	54
4.5 DESCRIPCIÓN Y PERFIL DE PUESTOS.....	55
5. EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –EIA-	66
5.1 METODOLOGÍA	66
5.1.1 Criterios de Evaluación.....	67
5.1.2 Componentes ambientales.....	68
5.1.3 Evaluación de resultados.....	68
5.2 DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS AMBIENTALES	69
5.2.1 Descripción del medio físico.....	70
5.2.1.1 Recursos hídricos.....	70
5.2.1.2 Recursos atmosféricos.....	70
5.2.2 Recursos de tierra.....	71
5.2.2.1 Geología y Geomorfología.....	71
5.2.2.2 Suelos.....	71
5.2.3 Descripción del medio biótico	71
5.2.3.1 Cobertura vegetal	71
5.2.3.2 Fauna terrestre y recursos acuáticos.....	72
5.2.4 El medio humano: Valores de uso humano y calidad de vida.....	72
5.2.4.1 Sociodemografía	72
5.2.4.2 Economía local.....	74
5.2.4.3 Aspectos socio – culturales	74
5.2.4.4 Paisaje rural.....	75
5.2.5 Legislación ambiental e instituciones	75
5.3 IDENTIFICACIÓN, PREDICCIÓN Y EVALUACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES	75
5.3.1 Fase de Construcción y Montaje.....	75
5.3.1.1 Interpretación de resultados.....	78
5.3.2 Fase de Operación y Mantenimiento.....	81
5.3.2.1 Interpretación de Resultados	83
5.4 PLAN DE GESTIÓN AMBIENTAL –PGA-.....	85
5.4.1 Monitoreo ambiental del aprovechamiento hidroeléctrico –MA-.....	86
5.4.1.1 Calidad del agua.....	86
5.4.1.2 Meteorología.....	86
5.4.1.3 Geomorfología.....	86
5.5 PLAN DE CONTINGENCIA –PDC-.....	86
6. ESTUDIO FINANCIERO	88
6.1 COSTOS Y GASTOS.....	88
6.1.1 Costo nivelado del kWh generado por concepto de inversión $C_n \text{ kWh-I}$	89
6.2 INGRESOS DE OPERACIÓN.....	92
6.2.1 Venta de energía eléctrica.....	92
6.2.2 Certificados de Reducción de Emisiones –CER’s-.....	92
6.3 RECURSOS FINANCIEROS PARA LA INVERSIÓN.....	94
6.3.1 Presupuesto de inversiones	94
6.3.2 Programa de Financiamiento	96
6.4 ESTADOS FINANCIEROS PROYECTADOS	97
6.4.1 Estado de Resultados	97
6.4.2 Estado de Flujos de Efectivo.....	99
6.4.3 Balance General	102
6.5 INTERACCIÓN ENTRE LOS ESTADOS FINANCIEROS	104
6.6 PUNTO DE EQUILIBRIO	104

6.7 EVALUACIÓN FINANCIERA.....	106
6.7.1 Costo medio ponderado de capital –CMPC-.....	106
6.7.2 Criterios de evaluación.....	109
6.8 SENSIBILIDAD	111
a. Conclusiones.....	
b. Recomendaciones	
c. Bibliografía.....	
d. Glosario De Términos	

INDICE DE TABLAS

	Página
Tabla 1.1 Matriz de Marco Lógico.....	9
Tabla 2.1 Viviendas Rurales próximos a la PCH.....	17
Tabla 2.2 Población Rural en Locales de Habitación próximos a la PCH.....	18
Tabla 2.3 Viviendas por Tipo de Alumbrado que disponen.....	19
Tabla 2.4 Demanda de Energía Eléctrica.....	20
Tabla 2.5 Integración de la Tarifa Eléctrica Q/kWh.....	22
Tabla 2.6 Participación de la PCH en el Segmento de Mercado.....	24
Tabla 3.1 Estimación de Caudales Medios.....	37
Tabla 3.2 Caudales, Potencia y Energía, Escenario Hidrológico Normal.....	44
Tabla 3.3 Caudales, Potencia y Energía, Escenario Hidrológico El Niño.....	45
Tabla 3.4 Caudales, Potencia y Energía, Escenario Hidrológico La Niña.....	45
Tabla 3.5 Generación PCH, Período 2008 – 2017.....	46
Tabla 5.1 Criterio para Evaluación de Impacto Ambiental.....	67
Tabla 5.2 Rango de Evaluación de Resultados.....	69
Tabla 5.3 Matriz de Impactos – Fase 1.....	77
Tabla 5.4 Matriz de Resultados – Fase 1.....	78
Tabla 5.5 Matriz de Impactos – Fase 2.....	82
Tabla 5.6 Matriz de Resultados – Fase 2.....	83
Tabla 5.7 Matriz de Gestión Ambiental.....	85
Tabla 6.1 Costos y Gastos Proyectados, período 2008 – 2017, Q/000's.....	91
Tabla 6.2 Ingresos de Operación, período 2008 – 2017, Q/000's.....	93
Tabla 6.3 Presupuesto de Inversiones, Q/000's.....	95
Tabla 6.4 Resumen de Inversiones Q/000's.....	95
Tabla 6.5 Programa de Financiamiento del Préstamo, Q/000's.....	96
Tabla 6.6 Estado de Resultados Proyectado, período 2008 – 2017, Q/000's	98
Tabla 6.7 Estado de Flujos de Efectivo Proyectado, período 2008 – 2017, Q/000's	101
Tabla 6.8 Balance General Proyectado, período 2008 – 2017, Q/000's.....	103
Tabla 6.9 Punto de Equilibrio Proyectado, período 2008- 2017, Q/000's.....	105
Tabla 6.10 Pequeña Central Hidroeléctrica Río La Virgen, Evaluación Financiera.	108
Tabla 6.11 Resultados de los Criterios de Evaluación de la PCH.....	110
Tabla 6.12 Sensibilidad del Proyecto. VAN – TIR.....	111

INDICE DE FIGURAS

	Página
Figura 1.1 Árbol de Problemas.....	7
Figura 1.2 Árbol de Objetivos.....	7
Figura 2.1 Viviendas Próximas a la PCH 2007.....	17
Figura 2.2 Población Rural próxima a la PCH 2007.....	18
Figura 2.3 Tipo de Alumbrado en las Viviendas Rurales.....	19
Figura 2.4 Viviendas con electricidad, Año 2007.....	20
Figura 2.5 Viviendas sin electricidad, Año 2007.....	20
Figura 2.6 Estimación de la Curva de Demanda Diaria.....	21
Figura 3.1 Fotografía Satelital de la Macro-Localización, Altura de Ojo 734 Kms...	30
Figura 3.2 Fotografía Satelital de la Macro-Localización, Altura de Ojo 155 Kms...	30
Figura 3.3 Fotografía Satelital de la Macro-Localización, Altura de Ojo 8.6 Kms....	31
Figura 3.4 Fotografía Satelital de la Micro-Localización, Altura de Ojo 1.1 Kms....	32
Figura 3.5 Hidrograma del Río La Virgen.....	36
Figura 3.6 Turbina Kaplan.....	40
Figura 3.7 Campo de Aplicación de la Turbina Kaplan.....	40
Figura 3.8 Curva de Eficiencia de la Turbina Kaplan.....	41
Figura 3.9 Esquema de la PCH.....	43
Figura 4.1 Organigrama Funcional de la PCH.....	54
Figura 5.1 Histograma – Fase 1.....	79
Figura 5.2 Histograma – Fase 2.....	84

ANEXOS

Anexo 1. Esquema en Planta Pequeña Central Hidroeléctrica Río La Virgen.....	
--	--

RESUMEN EJECUTIVO

El Estudio de Prefactibilidad para la Construcción y Operación de la Pequeña Central Hidroeléctrica –PCH- La Virgen con una capacidad instalada de 800 kilovatios, en el Municipio de Masagua, departamento de Escuintla, es factible de ser desarrollado directamente por la propia Municipalidad, inversionistas del sector privado o bien con la participación conjunta de ambos sectores, el público y el privado.

La idea central es la producción de electricidad de bajo costo aprovechando el recurso hídrico de la subcuenca del Río La Virgen, construyendo y operando la PCH y estableciendo para el efecto los mecanismos de comercialización de la electricidad para el beneficio social y mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes de la región.

Con los insumos obtenidos a través del desarrollo de los estudios mencionados en el párrafo que antecede, fue posible cuantificar la inversión total que alcanza los Q 9.1 millones de los cuales el 30% está constituido como un aporte directo de la municipalidad antes mencionada, los inversionistas privados, o bien de la participación conjunta de ambos, el restante 70% es viable obtenerlo del sistema financiero nacional.

La inversión no considera la construcción de los caminos de acceso a la central generadora, ya que actualmente existen accesos en óptimas condiciones de utilización, tanto por la autopista a Puerto Quetzal, a la altura de los kilómetros 79.2 y 80.5; como por la población de Cuyuta ubicada en la antigua carretera a Puerto San José.

Construir y operar la Pequeña Central Hidroeléctrica Río La Virgen permite suministrar el servicio de energía eléctrica a las poblaciones colindantes dentro de la zona de aprovechamiento hidroeléctrico, beneficiando a los habitantes actuales y futuros durante los próximos 30 años, mediante la utilización de una fuente de energía limpia, permanente, confiable, segura, económica y renovable.

Permite además promover el desarrollo socioeconómico y mejorar la calidad de vida de los habitantes de esta región, por cuanto que el servicio de energía eléctrica induce a la creación de nuevas y pequeñas empresas en la región, situación que conlleva un incremento en los niveles actuales de empleo, principalmente.

El tamaño del mercado potencial es de alrededor de 1,700 locales de habitación con una población de cerca de 6,000 habitantes los que se benefician directamente al entrar en operación la PCH.

Uno de los aspectos de mayor importancia en este tipo de proyectos de generación de electricidad, es que cabe la posibilidad de incrementar la rentabilidad del pequeño proyecto hidroeléctrico, al colocar créditos de carbono en el mercado internacional a través del Protocolo de Kyoto, el que crea

el Mecanismo de Desarrollo Limpio que permite a los proyectos hidroeléctricos de los países en vías de desarrollo, generar Certificados de Reducción de Emisiones (CERs) para ser vendidos a los países compradores, entre los cuales se menciona Australia, Japón, Nueva Zelanda, Holanda, Estados Unidos, Canadá, entre otros.

Es de hacer notar que al aplicar sistemas híbridos con recursos renovables en proyectos de generación hidroeléctrica, se optimiza el funcionamiento del sistema existente, en este caso la actual red de distribución, se reducen los costos de instalación, generación y los de operación y mantenimiento de la planta, se minimizan los impactos ambientales negativos los cuales, de hecho, en el proyecto de la Pequeña Central Hidroeléctrica son poco significativos y se maximizan los impactos positivos como la generación de empleo, la creación de pequeñas industrias, comercios y la calidad de vida.

El esquema de financiamiento que resulta factible para el desarrollo del proyecto PCH Río La Virgen es mediante la participación pública y privada a través de la creación de la Empresa Municipal de Electricidad, en la que la Municipalidad de Masagüa sería socia. El esquema permite además la constitución de un fideicomiso de inversión y operaciones, por lo que en ambos casos estaría afianzado por contratos PPA/BOOT.

El desarrollo hidroeléctrico optimizado tiene una inversión estimada de Q 9.1 millones, para una capacidad instalada de 800 kW, con un factor de planta de 62.59% y una producción media anual de 4.4 GWh.

Desde el punto de vista económico, el proyecto PCH Río La Virgen presenta un beneficio neto positivo de Q 130.9 miles y una tasa interna de retorno de 20.63% anual. Desde el punto de vista financiero, el proyecto presenta beneficios que compensan la inversión de los recursos propios en 30.31% anual, con un beneficio neto positivo de Q 1,914.3 miles. Básicamente lo anterior se debe a dos situaciones: a) la baja relación entre el costo del proyecto y su producción que alcanza en potencia Q 11,307.88 / kW y en energía Q 2,055.91 / (GWh/año), para una capacidad instalada de 800 kW que produce 4.4 GWh/año y b) La venta de Certificados de Reducción de Emisiones (CER's) en el mercado internacional de carbono.

Respecto al Análisis de Sensibilidad, el máximo permisible del flujo de los egresos es de Q 1,642.9 miles. En tanto que para el flujo de ingresos el mínimo permisible es de Q 1,839.5 para que el proyecto resulte atractivo; con estos resultados se establece que el proyecto hidroeléctrico es más sensible a los incrementos que se produzcan en los Gastos de Operación y Mantenimiento.

INTRODUCCIÓN

La generación de electricidad en áreas semi aisladas es una actividad que en Guatemala se está consolidando por medio de la implementación del Plan Nacional de Inversiones en Energías Renovables y la Política General del Subsector Eléctrico, la cual orienta y facilita el desarrollo sustentable del sector energía, para coadyuvar al desarrollo nacional en un marco de equidad social, crecimiento económico y preservación del medio ambiente.

El objetivo se alcanza a través de la utilización del principal recurso energético que proporcionan las caídas de agua de los ríos, en este caso el Río La Virgen, que si bien no proporciona una caída considerable, la cantidad de agua que transita por su cauce es suficiente para producir la electricidad necesaria para efectos de suplir la demanda de energía dentro del bloque de tarifa social, contribuyendo a disminuir las pérdidas dentro del área y mejorar el voltaje de la red de distribución.

La zona de aprovechamiento tiene la característica de que durante la época seca, meses de febrero, marzo y abril, cuando la generación de la pequeña central hidroeléctrica no es suficiente para cubrir la demanda, es necesario recurrir al desarrollo de un sistema híbrido, en el cual forma parte una fuente renovable, la PCH Río La Virgen, y una fuente no renovable, actualmente conformada por la red de distribución de la Empresa Eléctrica de Guatemala –EEGSA- que coloca en las residencias la electricidad generada en el área en donde se ubica Puerto Quetzal.

La importancia del problema que da origen al proyecto hidroeléctrico es la producción de energía eléctrica a partir de la utilización de fuentes energéticas primarias derivadas del petróleo, esto como resultado de un limitado aprovechamiento del potencial hidroeléctrico en el área de estudio y la escasa o nula inversión en infraestructura hidroeléctrica, con el consecuente alto costo de la electricidad y la alta dependencia de los derivados del petróleo para generación eléctrica.

Los resultados del trabajo de investigación se han planteado en los siguientes capítulos: 1) Análisis Estratégico del Proyecto, 2) Estudio de Mercado, 3) Estudio Técnico, 4) Estudio Administrativo – Legal, 5) Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental, 6) Estudio Financiero y 7) Conclusiones y Recomendaciones como resultado final del estudio de Prefactibilidad.

Los principales aspectos que conforman el capítulo 1, Análisis Estratégico del Proyecto abarcan desde los antecedentes, el planteamiento del problema que incluye esencialmente el árbol de problemas y su transición al árbol de objetivos, alternativas que conducen a la producción de electricidad y la Matriz de Planificación del proyecto.

Asimismo son parte de este capítulo el planteamiento del objetivo general y los objetivos específicos de la investigación realizada, los que en conjunto permiten establecer el alcance del proyecto hidroeléctrico a lo largo de su vida útil.

Y, finalmente se tienen las razones que justifican la realización del proyecto, el marco teórico para una mejor comprensión del tema de estudio y la metodología para el desarrollo de la investigación, la que fue separada en tres etapas: Fase Preliminar de Gabinete, Etapa de Campo y la Etapa Final de Gabinete.

El Estudio del Mercado de electricidad en la zona de aprovechamiento, está planteado de manera que hace posible establecer con exactitud la cantidad de usuarios potenciales del servicio de energía eléctrica en función del recurso hídrico disponible para generación hidroeléctrica. En primera instancia define el área de mercado la que integran poblaciones rurales como Belén, El Naranjo, El Jute, Aurora, Malibú I y II, Costa Linda, Uxmél, Torremolinos, Málaga y otras poblaciones dispersas. Se formula una estimación de la demanda de electricidad y su comportamiento, estudiando los datos de población y viviendas que cuentan con el servicio de electricidad, así como de los que carecen de dicho servicio.

El estudio considera la actual oferta eléctrica, el sistema de transmisión y distribución, el análisis de los precios actuales y futuros, la participación de la PCH en el mercado para finalizar con el Plan Estratégico de Comercialización.

Seguidamente, se tiene el Estudio Técnico, el cual entre otros componentes define la ubicación de la PCH, la definición de la zona de aprovechamiento hídrico, el cálculo del caudal de diseño que debe garantizar la obtención de la potencia de generación hidroeléctrica estimada, en función de las condiciones hidrológicas de la zona de aprovechamiento, los equipos electromecánicos que se deben utilizar, dentro del cual sobresale el tipo de turbina a utilizar y la definición de las obras civiles que deberán construirse.

El Estudio Administrativo y Legal establece por una parte la viabilidad administrativa y legal que se extiende a los alcances del estudio para crear la Empresa Municipal de Electricidad –EMEM- y constituir el fideicomiso de inversión y operaciones con el soporte legal de contratos PPA/BOOT, ya que está referida al estudio de la legislación existente aplicable al Subsector Eléctrico relacionado con la naturaleza de la PCH y con la actividad económica de generar electricidad con el recurso natural renovable agua. En este capítulo se hace una indicación de cómo insertar a la PCH en las disposiciones reglamentarias acordadas en el Protocolo de Kyoto.

El capítulo 5 contiene el Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental para las fases de construcción y operación de la PCH en las que se identificaron las principales acciones derivadas de la PCH que pueden generar impactos ambientales; asimismo, se formuló la caracterización del área

de influencia directa considerando el medio ambiente físico, con sus recursos hídricos, atmosféricos y recursos de tierra. El medio ambiente biótico que integra la cobertura vegetal, la fauna terrestre y los recursos acuáticos, y el medio ambiente humano con el análisis de los valores de uso humano y calidad de vida.

Además se realizó la identificación, evaluación e interpretación de impactos ambientales, trazando las medidas adecuadas en el Plan de Gestión Ambiental que permita corregir los impactos negativos significativos, así como para fortalecer los impactos positivos. Estas actividades se realizaron en comparación conjunta con los componentes ambientales Físico – Químico, Biológico – Ecológico, Sociológico – Cultural y Económico - Operacional.

El Estudio Financiero, capítulo 6, realiza un análisis actual y a futuro de los costos, gastos e ingresos de la PCH, así también de los recursos financieros para la inversión, componentes integrados en los Estados Financieros Proyectados (Estado de Resultados, Estado de Flujos de Efectivo y Balance General). Seguidamente se estructura el análisis de punto de equilibrio considerando los ingresos, la generación de electricidad y el porcentaje de utilización de la capacidad instalada.

La Evaluación Financiera inicia con la determinación del Costo Medio Ponderado de Capital para efectos de cálculo de la tasa de corte, componente necesario para la determinación del Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Retorno, la Relación Beneficio/Costo, el período de Recuperación de la Inversión y el Beneficio Anual Uniforme Equivalente. En tanto que para la sensibilización del VAN y TIR se han incorporado incrementos a los costos de operación de la planta y variaciones negativas a la generación anual de electricidad y su efecto en los flujos de ingresos y egresos.

El presente Estudio de Prefactibilidad de la Pequeña Central Hidroeléctrica La Virgen, en el Municipio de Masagua, departamento de Escuintla, incluye al final, las Conclusiones y Recomendaciones derivadas de las investigaciones realizadas en su oportunidad.

1. ANALISIS ESTRATÉGICO DEL PROYECTO

1.1 Importancia de la Energía Eléctrica dentro del concepto de un Balance Energético

La energía eléctrica junto con otros factores es determinante para el proceso de crecimiento y progreso de un país, es estratégica para el desarrollo de Guatemala.

En la actualidad, es factible afirmar que el grado de utilización del servicio de la electricidad en sus diferentes formas es una medida objetiva del desarrollo económico del país. En ese sentido, es posible llegar a establecer correlaciones entre el servicio de energía eléctrica y el grado de urbanización por ejemplo, el servicio de energía eléctrica y el desarrollo industrial en determinada región, la generación de termoelectricidad de forma responsable hacia el medio ambiente dentro del marco del desarrollo sostenible, el cual básicamente implica la transformación de los métodos de producción y los patrones de consumo, el aporte del sector eléctrico en la conformación del producto interno bruto, etc.

Asimismo, es de vital importancia correlacionar el servicio de la electricidad con la Inversión Global (bienes de capital, salud y educación) que se realiza en la población guatemalteca, dado que su aporte contribuye en gran medida al desarrollo de cualquier país.

Sin embargo, es importante resaltar cual es la cobertura eléctrica que a nivel país se tiene en la actualidad, ya que si bien es cierto, en las áreas urbanas del país el índice de electrificación alcanza alrededor del 99.8% lo que permite hacer una comparación si se toma en cuenta que en áreas rurales la cobertura eléctrica apenas alcanza un 36.2% y en otros casos la cobertura tiende a alcanzar un 17.5%.¹

La ausencia de una planificación indicativa dentro del sector eléctrico ha sido una de las causas que dan origen a la problemática planteada con anterioridad, sin embargo, existe a partir de noviembre de 1996 un marco regulatorio que abre espacios al sector privado en cuanto a la generación de electricidad y permite fomentar la eficiencia en el sector eléctrico vía modernización del servicio y la implementación de principios administrativos sanos, promoviendo la desagregación horizontal² de las empresas dedicadas a la generación, transporte y distribución de electricidad, lo que supone una mayor cobertura eléctrica a mediano y largo plazo.

¹ www.cnee.gob.gt

² *La desagregación horizontal se produce cuando una o más actividades paralelas de un servicio público monopolístico se dividen entre distintas empresas, que pueden competir directamente entre sí dentro del mercado de la energía eléctrica.*

1.2 Antecedentes

El Proyecto Pequeña Central Hidroeléctrica sobre el Río la Virgen –PCH- fue localizado a principios del año 2005 en el sur del país, municipio de Masagua, departamento de Escuintla, a 79.2 kms. de la ciudad de Guatemala por la autopista a Puerto Quetzal, de donde se recorren hacia la derecha por dos vías de acceso totalmente pavimentadas y en perfectas condiciones de uso, 5.3 kms. hasta la zona de aprovechamiento, en la convergencia del Río La Virgen y el Río Manso, en la línea divisoria de la Finca Belén y la Urbanización Torremolinos. La subcuenca tiene un área total de 69 kms², es parte de la cuenca María Linda que comprende un área de 2,727 kms² la que es parte de la vertiente del Pacífico.

La decisión de desarrollar el estudio de Prefactibilidad del aprovechamiento hidroeléctrico del Río La Virgen, sobre el cual se construirá y operará la PCH, se hizo teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- Se trata de un proyecto de infraestructura eléctrica que incrementa el capital social básico del área de influencia directa, que contribuye a su desarrollo así como a la generación de empleos directos e indirectos.
- El proyecto hidroeléctrico contribuye a la preservación del ambiente, ya que no consume el agua, ni la contamina.
- Mejora la calidad y cobertura del servicio de energía eléctrica en las poblaciones colindantes.
- Promueve el desarrollo energético sostenible a largo plazo, viable financieramente y acorde con los recursos naturales disponibles.

Los principales componentes de la PCH comprenden:

- Presa para derivación
- Canal de Conducción
- Equipo Electromecánico
- Casa de Máquinas
- Subestación
- Línea de Transmisión

1.3 Aprovechamiento de una oportunidad de mercado

El área de influencia directa de la PCH, cuenta actualmente con una red de distribución de energía eléctrica propiedad de la EEGSA, conectada a una Línea de Transmisión de 69,000 voltios que transportan la energía generada en el área de Puerto Quetzal y otra conectada a una Línea de Transmisión de 69,000 voltios proveniente del Ingenio Trinidad. Dentro del área de estudio, la red provee de electricidad a 10 lugares poblados con una cobertura eléctrica del 46%.³

Con la implementación del proyecto de la pequeña central hidroeléctrica, habrá mayor cobertura y confiabilidad en la prestación del servicio de electricidad.

Asimismo, el proyecto se enmarca dentro del Plan Nacional de Inversiones en Energías Renovables y la Política General del Subsector Eléctrico, la cual orienta y facilita el desarrollo sustentable del sector energía, para coadyuvar al desarrollo nacional en un marco de equidad social, crecimiento económico y preservación del ambiente.

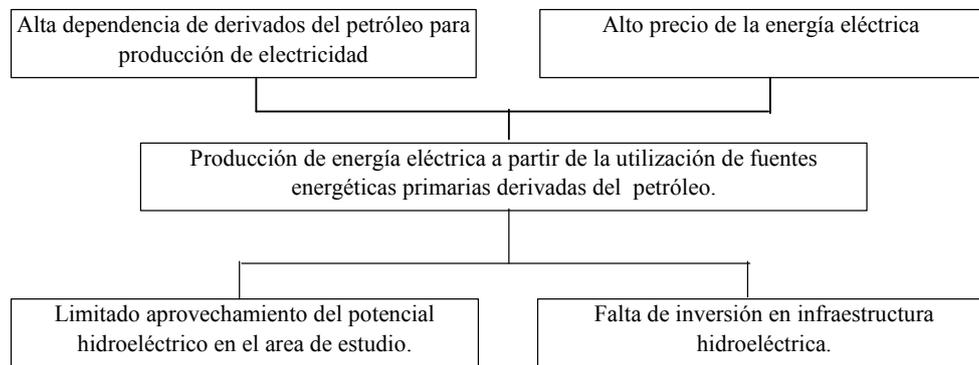
1.3.1 Árbol de Problemas

El Árbol de Problemas es una herramienta metodológica que permite la descripción del problema planteado y al mismo tiempo conocer y comprender la relación entre sus causas y efectos dimensionando la posibilidad de éxito del proyecto de la PCH en función de las causas y variables que intervienen en el problema elegido.

Para la construcción del árbol de problemas se procedió de la siguiente manera:

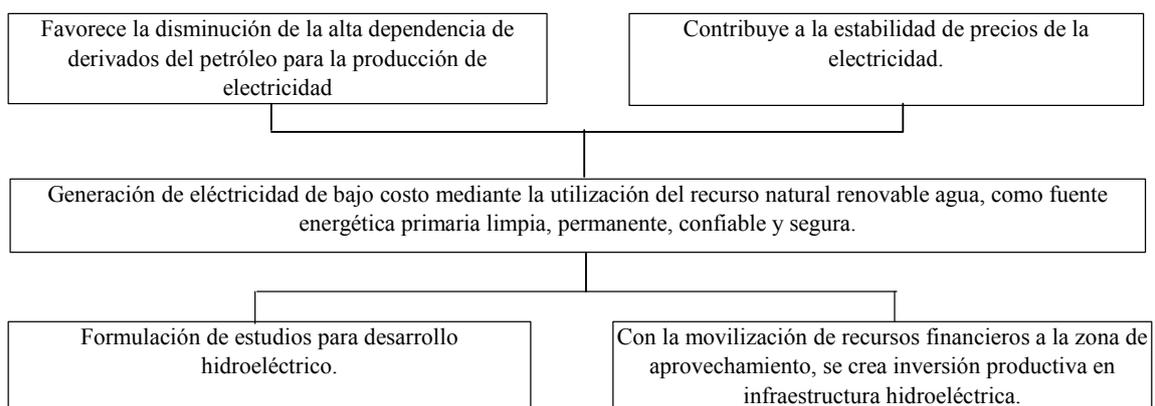
- Identificación de los beneficiarios de la PCH: Es el grupo de usuarios con consumos residenciales comprendidos por los habitantes de los 10 lugares poblados siguientes: Belén, los microparciamientos agrarios El Naranjo y El Jute, Costa Linda, Torremolinos, Uxmél, Malibú I y II, Málaga y pequeñas poblaciones dispersas contiguas a la zona de aprovechamiento hidroeléctrico.
- El principal problema que afecta a los beneficiarios es el precio de la electricidad, la que es generada utilizando como fuente primaria energética los derivados del petróleo.
- Análisis y elección del problema central y sus causas.
- Identificación de los principales efectos del problema.

³ *Plan de Expansión Indicativo período 2006 – 2015 Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE, marzo 2006. Entrevistas e investigación directas en la zona de aprovechamiento hidroeléctrico.*

FIGURA 1.1 ÁRBOL DE PROBLEMAS

1.3.2 Transición del Árbol de Problemas al Árbol de Objetivos

Los problemas identificados en la Figura 1.1 Árbol de Problemas, se convierten en soluciones y en objetivos del proyecto como parte de la etapa inicial de diseñar una respuesta al problema planteado. Los objetivos identificados como componentes se convierten en los medios para resolver el problema de desarrollo identificado y proporcionar un instrumento para determinar su impacto de desarrollo. En la figura 1.2 Árbol de Objetivos se utilizan los problemas señalados en el Árbol de Problemas anterior.

FIGURA 1.2 ÁRBOL DE OBJETIVOS

1.3.3 Alternativas Energéticas

La PCH ofrece energía eléctrica de bajo costo, aprovechando el potencial hídrico del área de influencia directa. Tiene la ventaja de ser la alternativa más económica, no contamina el ambiente y

cumple con la Política General del Subsector Eléctrico de promover el desarrollo principalmente en las áreas aisladas del país. El período de construcción y puesta en funcionamiento podría ser un inconveniente si se compara con el tiempo que llevaría instalar una termoeléctrica, puesto que construir la PCH alcanza de 1 a 1.5 años su implementación.

Otra alternativa es la producción de electricidad con una planta termoeléctrica, su costo de inversión es aproximadamente el 50% por kW instalado si se compara con una pequeña central hidroeléctrica. Presentan la ventaja que entran a operar en el corto plazo y con el inconveniente que su costo de operación y mantenimiento es elevado como resultado de la utilización de combustibles derivados del petróleo.

Actualmente la EEGSA presta el servicio de energía eléctrica a través de la conexión a la red de distribución de su propiedad. Asimismo, existe otra derivación que proviene del Ingenio Trinidad, las que en conjunto proveen de energía eléctrica al área de estudio, con las desventajas que tiene muy baja confiabilidad, una cobertura inferior al 50% y tarifas por prestación de dicho servicio con un costo relativamente elevado.

1.3.4 Matriz de planificación del proyecto

La Matriz de Marco Lógico –MML- es una herramienta que facilita el proceso de conceptualización, formulación y evaluación del Proyecto Pequeña Central Hidroeléctrica, para cuyo propósito se centra en proponer una estructura básica al proceso de planificación y trasladar información fundamental relacionada con la central hidroeléctrica.

Es posible utilizarla en todas las etapas de formulación del proyecto de la PCH: programación, identificación, orientación, análisis, presentaciones para su revisión, ejecución, e inclusive durante el desarrollo de la evaluación ex-post.

La Matriz de Marco Lógico es elaborada con la participación inicial del equipo multidisciplinario del proyecto, y luego evoluciona con la participación activa del prestatario, de sus consultores, de la representación y del ejecutor. Se modifica y mejora tantas veces durante la formulación, evaluación, como durante la ejecución del proyecto.

La MML, en este caso, proporciona una estructura conceptual para llevar el proyecto hidroeléctrico a nivel de Prefactibilidad.

Tabla 1.1 Matriz de planificación del proyecto

Jerarquía de los Objetivos (Resumen Narrativo)	Indicadores Verificables Objetivamente	Medios de Verificación	Supuestos
Objetivo de desarrollo Contribuir a la soberanía energética del país.	1) Generación hidroeléctrica. 2) Precio del kWh.	1) Matriz energética del país. 2) Factura del servicio de energía eléctrica.	Continuar con el cambio de la matriz energética para disminuir la dependencia del petróleo para generación de energía eléctrica.
Objetivo General Producir energía eléctrica de bajo costo mediante la utilización del recurso natural renovable agua, como fuente energética primaria, limpia, permanente, confiable y segura.	Generación promedio anual de 4.4 GWh.	Informes de operación y mantenimiento de la PCH.	Las condiciones climatológicas permanecen invariables en el área de estudio.
Objetivos Específicos 1) Construir y operar la PCH Río La Virgen.	1) Estudio de Factibilidad 2) Diseño. 3) Operación y mantenimiento	1) Aprobación del diseño final. 2) Concesión BOOT, ejecución del presupuesto y Acta de recepción de la PCH. 3) PCH en operación y suscripción del contrato PPA.	Movilización en tiempo de los recursos financieros a la zona de aprovechamiento hidroeléctrico.
Actividades Terminados los siguientes estudios de desarrollo hidroeléctrico: 1) Mercado eléctrico 2) Técnico - energético 3) Administrativo-Legal 4) Ambiental 5) Financiero.	1) 10 poblaciones estudiadas. 2) Río Manso y Río La Virgen aforados y zona de aprovechamiento evaluada. 3) Tres recursos y valores socio-ambientales estudiados (físico, biótico, humano). 4) Factibilidad financiera.	1) Índice de Electrificación en el área de estudio. 2) Aforo en m ³ /segundo. 3) Matriz RIAM para EIA. 4) Monto del beneficio neto positivo y el retorno de la inversión anual.	Se mantiene el interés de los grupos representativos locales y de los propietarios de las tierras en prestar su colaboración para la construcción, montaje y operación de la PCH.

1.4 Objetivos

1.4.1 General

Demostrar la factibilidad de producir electricidad de bajo costo a través de la utilización del recurso natural renovable agua, para las poblaciones rurales de Belén, El Naranjo, El Jute, Aurora, Malibú I y II, Costa Linda, Uxmel, Torremolinos, Málaga y otras poblaciones dispersas y fincas cercanas del Municipio de Masagüa, Escuintla durante los próximos 30 años.

1.4.2 Específicos

- Cuantificar la oferta y demanda de energía eléctrica y evaluar las alternativas de producción de electricidad en el área de estudio.
- Determinar la capacidad instalada óptima de la PCH para la generación de hidroelectricidad.
- Establecer la estructura administrativa-legal y determinar las funciones principales del recurso humano involucrado para el apropiado funcionamiento de la PCH.
- Identificar y describir los recursos y valores ambientales que serán afectados por la construcción, operación y mantenimiento de la PCH para que dentro de un desarrollo sostenible y equitativo en el área de estudio, se apliquen las medidas que compensen los daños inevitables y mejoren las condiciones ambientales y socioeconómicas actuales.
- Evaluar la viabilidad financiera del proyecto PCH Río La Virgen.

1.5 Justificación

La zona de aprovechamiento la constituye la convergencia del Río La Virgen y el Río Manso, recurso natural renovable que será utilizado para la generación limpia de electricidad cuyos costos de producción son altamente competitivos y ambientalmente sustentables.

Al comparar los beneficios de producir un GWh con combustibles fósiles versus el aprovechamiento del recurso natural renovable agua, se evita el consumo de 67 mil galones de combustibles fósiles, lo que representa un ahorro de divisas por Q615.6 miles y una emisión evitada de aproximadamente 270 toneladas de Dióxido de Carbono (CO₂).⁴

⁴ Situación del Sector Eléctrico de Guatemala. INDE, Mayo 2006. - Hidroeléctrica Xalalá, Fundamental para el Desarrollo. INDE, Julio de 2007.

En otro orden de enfoques y para efectos ilustrativos, si por cada GWh al año generado en una planta térmica convencional se liberan 270 toneladas métricas de dióxido de carbono –CO₂– a la atmósfera, una PCH evitaría la emisión de esas 270 toneladas y produciría anualmente un beneficio neto de mitigación de gases de efecto invernadero del orden de 270 toneladas métricas equivalentes de CO₂. Resulta entonces atractivo generar electricidad a partir del recurso natural renovable agua, ya que con la venta de los Certificados de Reducción de Emisiones –CER’s– en los mercados internacionales de carbono se aportaría un financiamiento adicional al proyecto, maximizando los beneficios que resulten de la producción hidroeléctrica.

1.6 Marco Teórico

La diferencia y relación entre **Potencia** y **Energía Eléctrica** son básicas para definir el alcance de la PCH. **Energía** se define como la cantidad de trabajo que un sistema físico es capaz de producir, la cual no puede ser creada, ni consumida, ni destruida. Sin embargo, la energía puede ser convertida o transferida en diferentes formas: la energía cinética del movimiento del agua puede ser convertida en energía rotacional por el rotor de una turbina, que a su vez puede ser convertida en energía eléctrica por el generador de la turbina. En cada conversión de energía, parte de la energía proveniente de la fuente es convertida en energía calorífica. Por ejemplo, los generadores nunca tienen una **Eficiencia** del 100%, debido a las pérdidas de calor por fricción en los cojinetes, o a la fricción surgida por el movimiento del agua.

El generador produce la electricidad, la que se mide en términos de cantidad de energía eléctrica que son capaces de convertir a partir de la energía cinética del agua en términos de **kilovatios-hora** (kWh), de **megavatios-hora** (MWh) o **Gigavatios –hora** (GWh) durante un cierto periodo de tiempo, normalmente un año.

La **Potencia Eléctrica** se mide en **vatios** (W), **kilovatios** (kW), **megavatios** (MW), etc. La potencia es transferencia de energía por unidad de tiempo. La potencia es medida en cualquier instante de tiempo, en tanto que la energía debe ser medida durante un cierto periodo.

El proyecto de la PCH tiene una **Capacidad Instalada** (o Potencia Nominal, o Potencia de Placa) de 800 kW, lo que indica que producirá 800 kilovatios-hora (kWh) de energía por hora de funcionamiento, cuando esté operando a plena capacidad, es decir, con un caudal de agua de por lo menos 14.58 m³/seg., **Caudal de Diseño**.

Que la PCH tenga 800 kW de potencia instalada no indica cuanta energía produce la turbina, el generador estará girando normalmente durante el 62.59% de las horas de año, **Factor de Planta**, aunque sólo estará operando a plena potencia durante un número limitado de horas al año.

En el caso de la PCH, el generador trabajará en promedio 685 horas a plena carga por año, durante las horas de mayor demanda de energía eléctrica, es decir entre las 18:00 y 21:00 horas, lo que representa $800 \text{ kW} * 685 \text{ horas} = 548 \text{ MWh}$.

1.6.1 La PCH y campo de aplicación

Las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH es su acrónimo) son centrales de generación de energía eléctrica con una capacidad instalada (kW) relativamente baja. Es factible construirlas en áreas aisladas y no representan gran importancia para el Sistema Nacional Interconectado –SNI- ya que su área de influencia es muy reducida. Se definen como el conjunto de obras civiles y estructuras hidráulicas generales y específicas que, complementadas con un equipo electromecánico, aprovechan la energía potencial y cinética del agua en movimiento para producir energía eléctrica. Esta energía es conducida por una línea de transmisión a los centros de consumo, en donde se utiliza en alumbrado público, residencial, operación de aparatos electrodomésticos y demás necesidades eléctricas de la zona en donde se realiza el proyecto. Tienen el inconveniente de proporcionar una corriente eléctrica variable, puesto que los cambios climáticos y meteorológicos pueden hacer variar el caudal de agua disponible.

El aprovechamiento hidroeléctrico puede cubrir una demanda de energía eléctrica principalmente de las poblaciones cercanas, la que en parte está cubierta actualmente por la distribuidora de energía eléctrica Empresa Eléctrica de Guatemala, conectada al SNI; además puede formar parte de un sistema híbrido⁵ o constituirse como un sistema completamente aislado. La demanda requerida debe ser cubierta por la PCH durante la totalidad de la vida útil del proyecto. Cuando la PCH está conectada al SNI, puede cubrir la demanda temporalmente, y esta a su vez puede trasladar, si fuera el caso, sus excedentes al sistema mismo.

La forma de aprovechamiento hidroeléctrico en este proceso es por medio de la derivación del caudal, este caso tiene un diseño viable y es posible la utilización y aplicación de tecnología nacional y/o regional. En Guatemala, dentro del rango de potencia instalada de 200 a 3,000 kW, este es el tipo de PCH que se proyecta construir en el mediano y largo plazo, cuya generación eléctrica podrá ser vendida al estatal Instituto Nacional de Electrificación –INDE- a través de un contrato con vigencia de 15 años.

⁵ Es la combinación de dos sistemas eléctricos, la PCH como fuente de energía renovable, y la red de distribución de la EEGSA. En conjunto garantizan una base de prestación del servicio eléctrico en forma continua.

1.7 Metodología para el Desarrollo de la Investigación

Para la realización de la presente investigación se ha elaborado una secuencia metodológica que consta de tres fases: Fase Preliminar de Gabinete, Fase de Campo y la Fase Final de Gabinete.

- **Fase Preliminar de Gabinete**

Está constituida por la primera fase de la investigación y comprende las actividades de recopilación y análisis inicial de la información en el área del proyecto hidroeléctrico, así como la preparación de instrumentos técnicos (tablas) para la recolección de datos complementarios en la siguiente fase.

- **Etapa de Campo**

Consiste en la inspección del área donde se realizará la construcción de la PCH, aforo del Río La Virgen en diferentes puntos, así como la recopilación de información complementaria relacionada con aspectos físicos, biológicos, sociales, económicos, culturales, etc. a través de entrevistas directas con pobladores del área del proyecto, de fincas, de aldeas, caseríos y colonias circunvecinas, personal técnico, administrativo y de servicios de la Urbanización y autoridades ediles del municipio de Masagua, departamento de Escuintla.

- **Etapa Final de Gabinete**

En esta etapa se realizó el procesamiento de la información obtenida en las etapas anteriores, lo que permitió obtener tablas estadísticas, figuras y datos de utilidad para el análisis ambiental. Asimismo, se determinaron los impactos ambientales.

2. MERCADO ELÉCTRICO

El Mercado Eléctrico del área, se describe mediante la infraestructura de subtransmisión y transformación, la distribución de electricidad, información estadística histórica y proyectada de los usuarios y consumos de energía eléctrica.

El estudio hace una relación del potencial hidroeléctrico del Río La Virgen en la convergencia con el Río Manso, con las perspectivas de ampliación del sistema eléctrico del área, así como también con el crecimiento demográfico de las poblaciones del lugar. El desarrollo del estudio propone en consecuencia, el análisis de la situación histórica, tres años atrás, actuales y futura con sus fuentes de alimentación de energía eléctrica y los componentes de demanda y oferta. Con ese objetivo, se evalúa la evolución probable del mercado actual en la zona de aprovechamiento hídrico, con su demanda actual en un mercado cautivo, a la que es posible agregar un consumo de electricidad adicional, derivado de una oferta eléctrica al entrar en operación la Pequeña Central Hidroeléctrica.

2.1 El Área de Mercado

La electricidad es fundamental para la vida y el desarrollo de las poblaciones, su consumo es continuamente creciente, lo que asegura la suficiente demanda futura, aun inclusive en un ambiente totalmente competitivo cuyas características principales son las barreras de entrada, especialmente de tipo financiero y social.

Las tendencias de regionalización de las economías centroamericanas dan origen a una perspectiva de crecimiento más acelerado que el previsto, a esto habrá que sumar la interconexión de los países centroamericanos a través del Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC), la interconexión con El Salvador, los intercambios futuros bilaterales directos con México, Honduras y Belice, y el Tratado de Libre Comercio –TLC-.

Estos proyectos aseguran el desarrollo económico del área, induciendo la creación de nuevas empresas, nuevas fuentes de trabajo, mejoramiento de la calidad de vida, más hogares con acceso a energía eléctrica, recursos financieros para inversión, diversificación de los servicios de desarrollo, etc.

El área de mercado aplica principalmente a las siguientes poblaciones rurales: Belén, El Naranjo, El Jute, Aurora, Malibú I y II, Costa Linda, Uxmél, Torremolinos, Málaga y otras poblaciones dispersas y fincas cercanas y pobladores vecinos de la zona directa de aprovechamiento hidroeléctrico. En la actualidad se beneficiarán con la prestación del servicio de electricidad, más de 6,000 habitantes, a lo que es factible agregar los complejos turísticos ubicados en el área, los que reportan altos consumos de energía eléctrica. En conjunto, estos factores hacen sumamente

atractiva la realización de la inversión, lo que asegura el retorno del capital invertido en un periodo relativamente corto.

2.2 Aplicación Comercial de la PCH

Con la utilización del caudal del Río La Virgen y por medio de instalaciones a filo de agua, se producirá energía eléctrica 24 horas al día mediante la pequeña central hidroeléctrica, con una amplia escala de aplicaciones: como iluminación, recreación, educación, micro industrias, etc.

La operación futura de la PCH, hace posible atender varias comunidades rurales con un total de viviendas que oscila entre 300 y 1,600 viviendas rurales en un radio de 10 kilómetros contados a partir del sitio de captación de la central hidroeléctrica, lo que permitirá alcanzar un aprovechamiento eficiente del recurso hídrico para fines hidroeléctricos, además de un número suficiente de usuarios directamente beneficiados.

2.3 Estimación de la Demanda

Para efectos del cálculo del tamaño de la PCH, el primer paso fue realizar el pronóstico de la demanda. El tamaño de la central generadora estará determinado por la demanda local de energía y las condiciones hidrológicas de la zona de aprovechamiento, principalmente.

La demanda de potencia representa la capacidad que necesita el conjunto de los usuarios de electricidad del área, los que también están conectados al Sistema Nacional Interconectado, a través de la red de distribución de la EEGSA. Está dado en vatios o kilovatios. La demanda de energía relaciona la demanda de potencia con el tiempo en que los mismos usuarios están conectados al sistema. La producción de energía eléctrica está dada en vatios-hora o kilovatios-hora.

Por aparte, el tamaño del equipo electromecánico se determinó con base en la demanda pico, es decir, a la mayor demanda de potencia esperada en el periodo de tiempo en que estará en servicio la pequeña central hidroeléctrica. A estos factores se le agregan las condiciones hidrológicas del área, con el objeto de establecer la capacidad optima de la fuente hídrica para satisfacer los requerimientos de la demanda en el área.

La demanda pico se puede estimar definiendo cuántos usuarios pueden ser conectados simultáneamente al sistema durante un día “X”, a una hora “Y”. Es decir, que se estimará principalmente la carga requerida para uso residencial en poblaciones rurales semi aisladas a partir del número de viviendas con base en un pronóstico de la población actual y futura.

En la zona de influencia directa de la PCH, las horas de utilización son del orden de 4 horas diarias de demanda máxima (entre las 6 pm y las 10 pm), en un mercado cautivo servido a través de una red de distribución a cargo de la EEGSA. Sin embargo cuando se instala una PCH, conviene que

ésta funcione la mayor cantidad de horas posibles al día, en primer lugar para que se venda más energía y en segundo lugar porque suspender la operación y reiniciarla después, puede ocasionar daños en la infraestructura como la tubería de presión y equipo electromecánico. Las 20 horas restantes del día es posible cubrirlos de acuerdo con la disponibilidad del caudal turbinable.

A continuación se presenta el proceso utilizado, considerando el desarrollo de acciones simples y elementales para el cálculo de la demanda futura de energía, lo que permite realizar la construcción de la curva de demanda diaria.

Esta curva de demanda se ha generado con base en el consumo actual de las poblaciones rurales estudiadas y en el comportamiento de pueblos similares, los que registran las mismas condiciones socioeconómicas, clima, idiosincrasia de los pobladores, nivel de aislamiento medido a través de la distancia en kilómetros de los centros urbanos principales. El proceso considera lo siguientes factores:

- Fijación de un horizonte de planificación, al cabo del cual se dejará de satisfacer futuras demandas de energía. Para el efecto, se ha elegido un período de estudio inicial de 10 años de operación, el que será llevado a lo largo de la vida útil, 30 años, para efectos de la elaboración del Estudio Financiero.
- Estimación del total de viviendas en la zona de influencia directa de la PCH que cuentan con el servicio de energía eléctrica y los que no están conectados a la red de distribución.
- Estimación del total de habitantes en los locales de habitación que se beneficiarán con el servicio de energía eléctrica que será directamente suministrado por la PCH.
- Construcción de la gráfica de la demanda diaria, en donde en la abscisa (X) se represente las horas del día y en la ordenada (Y) la potencia expresada en kW.
- La mayor carga pico P_p , sirve de referencia para determinar los requerimientos de capacidad instalada de la PCH. El área bajo la curva representa la demanda de energía de ese día.
- Determinación del Factor de Carga (F_c) con la siguiente expresión:

$$F_c = D_m / D_p$$

Donde:

F_c = Factor de carga

D_m = Es la demanda media

D_p = La demanda pico.

Mientras mayor es el factor de carga, es decir, cuando mas se acerca a la unidad, mejor será la distribución del consumo de energía dentro del período considerado, lo que permite verificar el buen uso de la capacidad instalada; de lo contrario puede darse el caso que existen picos elevados de demanda y capacidad instalada ociosa.

2.3.1 Población y vivienda del área de influencia directa de la PCH

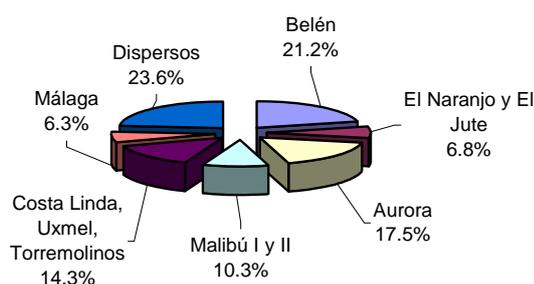
La tabla 2.1, Viviendas rurales próximas a la PCH, contiene el número de viviendas de las poblaciones que se encuentran en sus inmediaciones, las que en total son 10 poblaciones mas las viviendas dispersas alcanzan un total de 1,840 viviendas para el año 2,007, en tanto que los valores porcentuales están contenidos en la Figura 2.1.

TABLA 2.1 VIVIENDAS RURALES PRÓXIMAS A LA PCH

Años	Belén	El Naranja y El Jute	Aurora	Malibú I y II	Costa Linda, Uxmel, Torremolinos	Málaga	Dispersos	Total
2002	339	108	278	164	227	100	375	1,591
2003	349	111	286	169	234	103	386	1,638
2004	360	115	295	174	241	106	398	1,689
2005	370	118	304	179	248	109	410	1,738
2006	380	121	313	184	255	112	422	1,788
2007	391	124	323	189	263	116	434	1,840

FUENTE: XI Censo de Población y VI de Habitación 2002; Proyecciones de Población INE.

FIGURA 2.1 VIVIENDAS PRÓXIMAS A LA PCH 2007



FUENTE: XI Censo de Población y VI de Habitación 2002, Proyecciones de Población, INE.

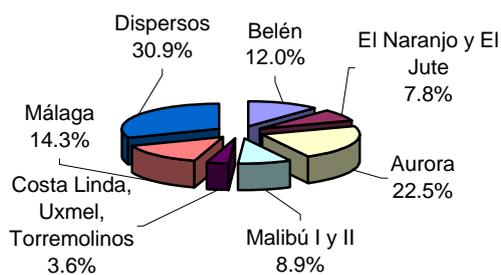
La población rural en las viviendas está contenida en la Tabla 2.2 y la Figura 2.2. Al año 2007 con un total de 6,288 pobladores, la expectativa es que sean los potenciales consumidores de la energía eléctrica generada por la PCH.

TABLA 2.2 POBLACIÓN RURAL EN VIVIENDAS PRÓXIMAS A LA PCH

Años	Belén	El Naranjo y El Jute	Aurora	Malibú I y II	Costa Linda, Uxmel, Torremolinos	Málaga	Dispersos	Total
2002	652	423	1,225	485	193	615	1,324	4,917
2003	672	436	1,262	500	199	803	1,728	5,599
2004	692	449	1,300	515	205	827	1,780	5,767
2005	712	462	1,338	530	211	851	1,832	5,936
2006	733	475	1,377	545	217	876	1,886	6,109
2007	754	489	1,417	561	224	902	1,941	6,288

FUENTE: XI Censo de Población y VI de Habitación 2002; Proyecciones de Población INE.

FIGURA 2.2 POBLACIÓN RURAL PRÓXIMA A LA PCH 2007



FUENTE: XI Censo de Población y VI de Habitación 2002, Proyecciones de Población, INE.

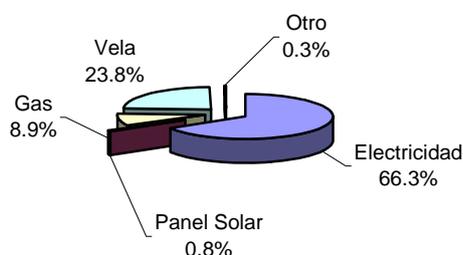
Se estableció que 1,840 viviendas disponen de algún tipo de alumbrado en sus hogares, de los cuales 1,221, alrededor del 66.3%, tienen electricidad; 14 viviendas tienen paneles solares, 163 utilizan el gas corriente como insumo para iluminación y 438 hogares utilizan velas elaboradas con parafina. Dentro de las poblaciones dispersas, 5 viviendas utilizan la leña para iluminación. Ver Tabla 2.3 y Figura 2.3.

TABLA 2.3 VIVIENDAS POR TIPO DE ALUMBRADO QUE DISPONEN

Población	Electricidad	Panel Solar	Gas	Vela	Otro	Total
Belén	493		12	6		512
El Naranjo y El Jute	29			98		128
Aurora	232		75	75		383
Malibú I y II	55	2	12	78		148
Costa Linda, Uxmel y Torremolinos	55	2		17		74
Málaga	155	3	9	22		189
Dispersos	200	8	54	141	5	407
Total	1,221	14	163	438	5	1,840

FUENTE: XI Censo de Población y VI de Habitación 2002; Proyecciones de Población INE.

FIGURA 2.3 TIPO DE ALUMBRADO EN LAS VIVIENDAS RURALES



FUENTE: XI Censo de Población y VI de Habitación 2002, Proyecciones de Población, INE.

En la Tabla 2.4, Demanda de Energía Eléctrica, se tiene un total de 1,840 viviendas, el 66.4% tiene el servicio de energía eléctrica en sus locales de habitación y el 33.6% carece de dicho servicio. Quiere decir que en las poblaciones estudiadas hay un Índice de Electrificación del orden del 66.4%, lo que indica que de cada 100 habitantes 66 cuentan con los múltiples beneficios que proporciona la electricidad.

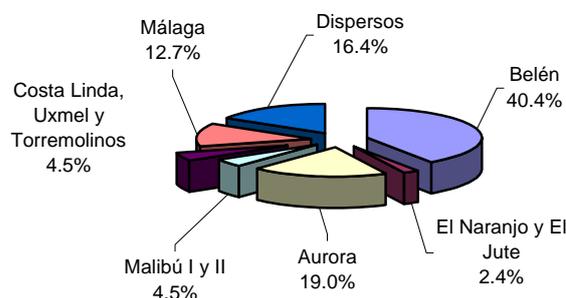
Los 1,221 usuarios conectados a la red de distribución consumen en promedio 1,496,843 kWh al año, y presentan el inconveniente de no poder alcanzar el consumo real de electricidad adecuado a sus necesidades, como resultado de la existencia de limitaciones propias dentro de la red de distribución. Con un déficit de energía de 1,176,091 kWh, la demanda potencial del grupo social estudiado alcanza un consumo medio de 2,672,934 kWh año. Ver Tabla 2.4 y Figuras 2.4 y 2.5.

TABLA 2.4 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Población	Viviendas 2007			Mercado Cautivo		Demanda Potencial	
	Con Electricidad	Sin electricidad	Total	Potencia kW	Energía kWh/año	Potencia kW	Energía kWh/año
Belén	493	18	512	197	605,147	247	1,080,619
El Naranja y El Jute	29	98	128	12	35,819	15	63,962
Aurora	232	151	383	93	284,664	116	508,329
Malibú I y II	55	92	148	22	67,867	28	121,191
Costa Linda, Uxmel y Torremolinos	55	18	74	22	67,867	28	121,191
Málaga	155	34	189	62	190,404	78	340,008
Dispersos	200	208	407	80	245,075	100	437,634
Total	1221	619	1,840	488	1,496,843	610	2,672,934

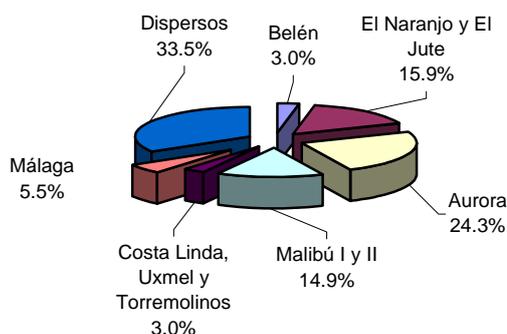
FUENTE: Tabla 2.3.

FIGURA 2.4 VIVIENDAS CON ELECTRICIDAD, AÑO 2007



FUENTE: XI Censo de Población y VI de Habitación 2002, Proyecciones de Población, INE.

FIGURA 2.5 VIVIENDAS SIN ELECTRICIDAD, AÑO 2007



FUENTE: XI Censo de Población y VI de Habitación 2002, Proyecciones de Población, INE.

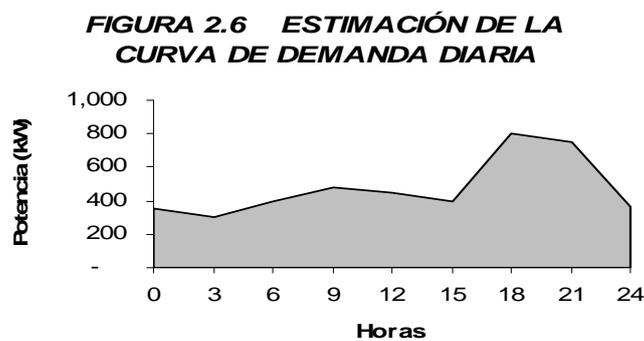
2.3.2 Estimación de la curva de demanda diaria

La curva de demanda de energía eléctrica en un día indica la forma en la que se debe regular el paso del caudal de agua a lo largo del tiempo para proporcionar la potencia demandada en cada día.

Para la construcción de la curva de demanda diaria, Figura 2.6, se tomó como base los datos obtenidos en la fase de campo, a través de entrevistas directas realizadas a los pobladores del área de influencia directa de la PCH que cuentan con el servicio de electricidad en sus locales de habitación, incluye además a las viviendas que no están conectadas a la red de distribución, las que suman 619 y que son el 38.7 % de la población objetivo.

Puede observarse en la Figura 2.6, que el pico de la demanda máxima (800 kW), para la PCH, está dado a las 18:00 horas, con una duración media de 3 horas; la demanda mínima de potencia (300 kW) se presenta alrededor de las 03:00 horas, en tanto que la demanda media es de 477 kW con una duración de entre las 09:00 y 15:00 horas.

El cálculo del factor de carga refiere un valor de 0.5962⁶, lo que indica que la distribución del consumo de electricidad dentro de un día “X” del año y el uso de la capacidad instalada de la PCH tiene un comportamiento normal promedio.



⁶ Razón entre la demanda media y la demanda máxima.

2.4 La oferta actual

La zona de aprovechamiento hídrico y de ubicación de la PCH se encuentra dentro de Masagüa, municipio del departamento de Escuintla, el que conjuntamente con los departamentos de Guatemala, Sacatepéquez y un segmento del este del departamento de Chimaltenango cuentan con uno de los servicios de desarrollo más importantes del país, la energía eléctrica. Este servicio es proporcionado por la distribuidora Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. –EEGSA- a través de líneas de transmisión 69,000 voltios (69kV) y redes de distribución de 34,500 (34.5 kV) y 13,800 voltios (13.8 kV). También se cuenta en el área de estudio con una línea de 69 kV que parte del Ingenio Trinidad, cuya longitud aproximada es de 3.8 kms., tiene la función de suministrar conjuntamente con la EEGSA, el fluido eléctrico a uno de los principales centros de consumo dentro de la zona de aprovechamiento, conformado por turicentros, residencias vacacionales, entre otros.

En la zona de aprovechamiento no existe ningún tipo de central generadora de electricidad, sin embargo, es importante anotar que en el departamento de Escuintla se encuentra ubicada alrededor del 65% de la capacidad instalada del Sistema Nacional Interconectado del país.

2.4.1 Precio del kWh para los usuarios en Baja Tensión Simple

Para la tarifa en baja tensión simple –BTS- y la Tarifa Social –TS-, los precios de la energía eléctrica en la zona de influencia directa de la PCH aplicados en la facturación, así como el valor de los subsidios por componente de la tarifa y por kWh, están contenidos en la Tabla 2.5. Los valores de 0.0788 y 0.0653 que aparecen en la columna de subsidio en los componentes de IVA y tasa municipal respectivamente, no corresponden a subsidio, ya que es el usuario final el que cancela dichos importes los que se hacen efectivos por el consumo de electricidad.

TABLA 2.5 INTEGRACIÓN DE LA TARIFA ELÉCTRICA
Q/kWh

Componente	Baja Tensión Simple -BTS-	%	Tarifa Social TS-	%	Valor del Subsidio	%
Generación	1.0839	62.1	0.4792	50.4	0.6047	75.9
Transmisión	0.0655	3.7	0.0461	4.9	0.0194	2.4
Valor Agregado de Distribución -VAD-	0.2824	16.2	0.2537	26.7	0.0287	3.6
Sin impuestos	1.4318	82.0	0.7790	82.0	0.6528	81.9
Impuesto al Valor Agregado -IVA-	0.1718	9.8	0.0930	9.8	0.0788	9.9
Tasa Municipal	0.1432	8.2	0.0779	8.2	0.0653	8.2
Precio al Usuario Final por kWh	1.7468	100.0	0.9499	100.0	0.7969	100.0

FUENTE: Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE-.

Nota: Los valores en TS y BTS, corresponden respectivamente a los meses de Abril a Julio 2006.

Con los cargos por kWh consignados en la tabla anterior, a un usuario rural con un consumo de 100 kWh/mes, se le aplica la tarifa social, cuyo valor de la factura mensual sería de $100 * Q 0.9499 = Q 95.0$. El mismo usuario con una tarifa en baja tensión simple pagaría a precios de mercado un total mensual de Q 174.68.

La implementación de la tarifa social, ha inducido a una segmentación del mercado eléctrico permitiendo la transferencia de cantidades de dinero que no generan producto (subsidios), sin embargo, tiene un efecto directo positivo en el nivel de ingresos de la población de escasos recursos, aunque en algunos casos dicho subsidio es canalizado a usuarios con un ingreso familiar mayor que el ingreso asociado con los niveles de pobreza en general.

Con los datos de la tabla 2.5, el subsidio por kWh es de seis mil quinientos veintiocho diezmilésimas de quetzal por kilovatio-hora (Q 0.6528/kWh) lo que representa una distorsión en los precios unitarios (Q/kWh) equivalente al 83.8%.

2.5 Suministro de electricidad y participación de la PCH.

Se tiene prevista la fecha inicial de entrega de energía (FIE) en el mes de enero de 2008, dando inicio a las operaciones comerciales de la PCH, con una cobertura de la demanda electricidad, para el primer año de funcionamiento del 100.0% y excediendo la entrega de energía en 5.7% equivalente a 246,205 kWh. Ver Tabla 2.6, Participación de la PCH en el Segmento de Mercado.

El escenario hidrológico para el año de inicio de operaciones permite producir electricidad con una capacidad instalada de 800 kW y una generación media de 4,590,484 kWh/año necesarios para cubrir la demanda de 1,889 viviendas con una población de 6,463 habitantes. Para el año 2009 se tiene un año típico en las condiciones hidrológicas y una generación de energía de 4,342,767 kWh con una cobertura del 78.5% de la demanda de potencia y del 97.3% de los requerimientos de energía, esto como resultado del crecimiento de la demanda reflejado en el incremento en 51 locales de habitación (viviendas) y 174 nuevos pobladores, respecto a lo observado en el año anterior.

En el año 2,010, ante un incremento de la demanda potencial de energía de 2.6%, la generación hidroeléctrica de la PCH estará en condiciones de cubrir el 94.8% de la demanda ubicada principalmente en la zona de aprovechamiento. Como se observa en la Tabla 2.6, la demanda en el periodo 2008 – 2017 crece a una tasa promedio interanual de 2.6%, en tanto que la participación de la PCH tiene un comportamiento decreciente, lo que asegura que el 100% de la producción de energía eléctrica de la PCH será colocada en el mercado eléctrico de la zona de aprovechamiento.

TABLA 2.6 PARTICIPACIÓN DE LA PCH EN EL SEGMENTO DE MERCADO

Año	Viviendas Rurales	Población Beneficiada	Demanda Potencial		Oferta de la PCH				
			kW	kWh/año	kW	%	kWh/año	%	
-2	2005	1,738	5,936						
-1	2006	1,788	6,106						
0	2007	1,838	6,288						
1	2008	1,889	6,463	992	4,344,279	800	80.7	4,590,484	105.7
2	2009	1,940	6,638	1,019	4,462,016	800	78.5	4,342,767	97.3
3	2010	1,991	6,812	1,046	4,579,325	800	76.5	4,342,767	94.8
4	2011	2,044	6,991	1,073	4,699,260	800	74.6	4,138,408	88.1
5	2012	2,097	7,173	1,101	4,821,866	800	72.7	4,590,484	95.2
6	2013	2,151	7,359	1,129	4,947,189	800	70.8	4,342,767	87.8
7	2014	2,207	7,550	1,159	5,075,274	800	69.0	4,138,408	81.5
8	2015	2,264	7,745	1,189	5,206,168	800	67.3	4,590,484	88.2
9	2016	2,322	7,944	1,219	5,339,917	800	65.6	4,342,767	81.3
10	2017	2,382	8,147	1,250	5,476,568	800	64.0	4,342,767	79.3

FUENTE: Tablas 2.1 a la 2.4 y 3.5.

2.6 Plan estratégico de Comercialización

Actualmente el Instituto Nacional de Electrificación –INDE- impulsa un programa de compra de energía eléctrica a Corporaciones Municipales propietarias de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas comprendidas en el rango de 200 a 3,000 kW de potencia, para ser interconectadas a las redes de distribución y de esta manera cubrir la creciente demanda de energía eléctrica de la población, a través del aprovechamiento del recurso hídrico con que cuenta Guatemala y generar de esta manera electricidad barata y limpia. El programa, además de las licitaciones para compra de energía, impulsa los estudios de factibilidad de 125 proyectos de mini hidroeléctricas, las que en conjunto alcanzan una potencia de alrededor de 10,000 kW.

La Municipalidad de Masagüa, para dar cumplimiento al programa precitado y con la creación de la Empresa Eléctrica Municipal de Masagüa –EMEM-, deberá ser la única responsable de los estudios, financiamiento, diseño, construcción, operación, mantenimiento y posesión de la PCH, la que con base a los términos y condiciones legales pactadas en el contrato de suministro de energía proveerá a favor del INDE la energía producida, mediante la explotación de la PCH, cuyo punto de entrega y medición será en barras de interconexión de la subestación transformadora, para posteriormente ser vendida a la EEGSA para efectos de suplir la demanda de energía dentro del bloque de tarifa social, contribuyendo a disminuir las pérdidas dentro del área y mejorar el voltaje de la red de distribución.

La iniciativa se enmarca dentro de lo que estipula la Ley Orgánica del INDE, el que debe ejecutar todas las acciones orientadas a dar solución pronta y eficaz, a la escasez de electricidad en el país y procurar que haya en todo momento energía disponible para satisfacer la demanda normal para impulsar el desarrollo de nuevas industrias.

2.6.1 Requerimientos formales

El suministrante, deberá acompañar la siguiente documentación:

- Carta de presentación, debidamente firmada por su representante, en la cual se indique el nombre claro y completo del representante legal de quien oferta, incluyendo la información contenida en su documento de identificación.
- Nombre o razón o denominación social del suministrante, dirección para el envío de correspondencia, números telefónicos, número de fax y correo electrónico y número de identificación tributaria (NIT).
- Fianza de sostenimiento de oferta
- Formulario de oferta de precio de venta
- Estudio de Prefactibilidad debidamente avalado por una firma de ingenieros
- Solicitud dirigida a la EEGSA para conectarse a la red de distribución
- Para las corporaciones municipales, interesadas en suscribir contrato de compra de energía:
 - ⇒ Certificación de punto de acta donde conste la aprobación por parte del Concejo Municipal para presentar la oferta de venta de energía al INDE.
- Cronograma de ejecución del proyecto
- Fotocopia legalizada del testimonio de la escritura pública de constitución de la entidad oferente debidamente registrada o de la patente de comercio, si es empresa individual, o el acuerdo de creación de la Empresa Eléctrica Municipal en su caso.
- Fotocopia simple de la patente de empresa y de sociedades, cuando se trate de entidades comerciales.
- Acreditar la calidad del representante legal con los documentos siguientes:
 - ⇒ Si el suministrante es persona jurídica: fotocopia legalizada del acta notarial de su nombramiento o fotocopia legalizada del testimonio de la escritura pública de mandato vigente y debidamente registrada en las dependencias respectivas.
 - ⇒ Si el suministrante es persona individual: fotocopia legalizada de la patente de comercio.
 - ⇒ Si el suministrante es una empresa extranjera: fotocopia legalizada del testimonio de mandato con representación debidamente registrado, con facultades para firmar contratos y demás facultades necesarias para la presentación de su oferta, para

realizar todos los actos y negocios del giro de la empresa, para presentarla en juicio y fuera de él, además de la fotocopia de su documento de identificación.

⇒ Si el suministrante es una municipalidad: fotocopia de cédula de vecindad del alcalde y certificación del acta de toma de posesión del cargo.

- Declaración jurada del suministrante, contenida en acta notarial, donde conste que:
 - ⇒ Conoce y acepta los términos de referencia, sus adendas, el reglamento de compras, contrataciones y enajenaciones del INDE, y la minuta de contrato.
 - ⇒ Que el suministrante, así como el representante legal, no se encuentran comprendidos dentro de las prohibiciones contenidas en el Artículo 76 del reglamento de compras, contrataciones y enajenaciones del INDE.
 - ⇒ Que acepta y tiene como bien hechas las notificaciones y envío de correspondencia a la dirección y fax indicados en su carta de presentación.
 - ⇒ Que leyó, entendió y se somete a todos y cada una de las condiciones exigidas en estos términos de referencia, sus adendas y aclaraciones.

En todos los casos, cuando se trate de documentos requeridos y que sean expedidos en el extranjero, los mismos deberán estar debidamente legalizados para surtir efecto en el país, conforme a lo que preceptúa el Artículo 37 y 38 de la ley del organismo judicial.

2.6.2 Precio de la energía

Para el efecto de la contratación de compra-venta de energía eléctrica, el Instituto Nacional de Electrificación –INDE- a través de la Empresa de Comercialización de Energía Eléctrica –ECOE- ha fijado un precio máximo a la energía a suministrar por la PCH el cuál es de cuatro mil doscientos treinta y cinco diezmilésimas de quetzal (Q 0.4235) el kilovatio hora mas el Impuesto al Valor Agregado (IVA), de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 10, Decreto 27-92 del Congreso de la República de Guatemala y sus reformas.

El suministrante deberá entregar la energía producida por la Pequeña Central Hidroeléctrica menos sus consumos propios y pérdidas, a la red de distribución de la Distribuidora, que en este caso es la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.

2.6.3 Medición comercial

Las facturas de medición serán realizadas por el suministrante en períodos mensuales a practicarse el primer día hábil de cada mes, a la hora hábil, fijada de común acuerdo entre las partes, momento en que estará presente el representante que designe el INDE.

Los aparatos deberán cumplir con el Sistema de Medición Comercial contenido en la Norma de Coordinación Comercial catorce (14) del Administrador del Mercado Mayorista. Si por alguna circunstancia la medición no se encuentra en la red de la distribuidora, se deberá elaborar un algoritmo que descuente las pérdidas que se tiene desde el punto donde se encuentra instalado el medidor hasta la red del distribuidor.

EL INDE tendrá libre acceso durante horas razonables para inspeccionar los aparatos de medición en presencia de un representante del suministrante durante horas de trabajo, también podrá revisar los cuadros, gráficas, registros de las mediciones y los reportes y datos de las pruebas. Las partes convienen como contador principal el de propiedad del INDE y secundario el de propiedad de la Hidroeléctrica.

2.6.4 Facturación y forma de pago

La factura será emitida en quetzales tomando como base el tipo de cambio para la venta establecido por el Banco de Guatemala el día en el cual se emita la misma. El suministrante deberá presentar la documentación siguiente:

- Detalle horario de energía producida y entregada a la red de distribución.
- Facturas en original y copia a nombre del Instituto Nacional de Electrificación.

Las facturas serán presentadas dentro de un plazo de cinco días contados a partir del último día de la lectura realizada, la que será aceptada o rechazada por la Empresa de Comercialización de Energía Eléctrica –ECOE- dentro de un plazo de cinco (5) días.

De existir discrepancias en la factura, el suministrante emitirá una nueva factura con el monto que no está en disputa. El pago de las facturas será realizado treinta (30) días posteriores a la fecha de aceptación de las mismas.

2.6.5 Vigencia y plazo del contrato

En el objeto de la transacción, las partes contratantes declaran que por el Contrato de Suministro o Compra-venta de Energía, y con base en los términos y condiciones pactadas, el suministrante proveerá a favor del INDE la energía producida, mediante la explotación de la planta hidroeléctrica.

El contrato tiene vigencia a partir de la suscripción del mismo. El plazo del suministro de energía es de quince años contados a partir de la fecha de inicio de las operaciones comerciales de la Planta Hidroeléctrica. El suministrante y EL INDE, con sus representantes respectivos, dejarán constancia por escrito de la fecha de inicio de la operación comercial de la planta.

El plazo del presente contrato podrá prorrogarse, por períodos menores, iguales o mayores, de mutuo acuerdo entre las partes, dándose aviso por escrito entre las partes, con por lo menos veinticuatro meses de anticipación, al plazo original convenido o sus prórrogas.

Rescisión o terminación del contrato. Serán causas de rescisión o terminación del contrato, las siguientes:

- En caso de evidente negligencia del contratista e incumplimiento de las obligaciones contractuales.
- En caso que el proyecto no obtenga el financiamiento para su construcción en el plazo de dos años y que de acuerdo con el cronograma de ejecución de la obra, se verifique un retraso mayor a un año.
- En caso de que la PCH no entregue energía a la red de distribución en un plazo de ocho meses consecutivos.

RESUMEN

Elaborar el Estudio de Mercado Eléctrico del área de influencia directa de la PCH ha permitido cuantificar la demanda de energía eléctrica en las poblaciones inmediatas a la zona de aprovechamiento hídrico. Entre los lugares poblados se encuentran la Finca y Colonia Belén, los microparcelamientos agrarios El Jute y El Naranja, Aurora, Costa Linda, Uxmél, Torremolinos, Malibú I y II, Málaga y otros lugares dispersos en colindancia con la central generadora.

Para la estimación de la demanda se utilizó la información histórica de viviendas, los habitantes por vivienda y los consumos de electricidad proyectados en un horizonte de planificación a 10 años. Con los datos obtenidos se construyó la Curva de Demanda Diaria de un día típico, para efectos del cálculo de la potencia y de la forma en que debe ser regulado el paso del caudal de agua turbinable para proporcionar la potencia demandada en cada día. Por su parte, la oferta se consideró desde el punto de vista de la distribución de electricidad a cargo de la EEGSA a través de sus líneas y redes de distribución y el pliego tarifario para los usuarios en baja tensión simple se obtuvo de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE-. Finalmente, se elaboró un análisis de la capacidad de suministro de energía de la PCH y su participación en la demanda de la zona de aprovechamiento, el cual garantiza que el 100% de la energía producida será vendida en el mercado de electricidad durante la vida útil de la planta, concluyéndose con el Plan Estratégico de Comercialización, en el cual se elabora un análisis de las condiciones contractuales y requerimientos formales para la compra – venta de energía entre la EMEM e INDE cuyo precio a convenir se estima en cuatro mil doscientas treinta y cinco diezmilésimas de quetzal (Q 0.4235).

3. ESTUDIO TÉCNICO

Con el desarrollo del Estudio Técnico de la PCH se diseña la forma en que se generará la energía eléctrica que será entregada a la EEGSA, a través de un contrato de compra-venta de energía con el INDE. El estudio técnico permite definir los siguientes componentes del proyecto hidroeléctrico:

- Ubicación de la PCH y definición de la zona de aprovechamiento hídrico.
- Cálculo del caudal de diseño que debe garantizar la obtención de la potencia de generación hidroeléctrica estimada en función de las condiciones hidrológicas de la zona de aprovechamiento.
- Equipos electromecánicos que se deben utilizar, dentro del cual sobresale el tipo de turbina a utilizar.
- Definición de las obras civiles que deberán de construirse.

3.1 Macro – localización

El Proyecto Hidroeléctrico está localizado en el municipio de Masagua, Departamento de Escuintla, dentro de la Región Central, integrada también por los departamentos de Sacatepéquez y Chimaltenango.⁷ Esta región tiene una extensión territorial de 6,827 km², equivalente al 6.27% del territorio nacional. De este territorio, Masagua ocupa 448 km², el cual le corresponde el 6.6% del territorio regional y 10.2% del territorio departamental de Escuintla, que tiene una extensión de 4,384 km². El municipio de Masagua, como todo el departamento de Escuintla, se ubica en la zona costera del sur de Guatemala. Esta es una estrecha franja que está limitada al sur por el océano Pacífico y al norte por la cordillera volcánica. Esta zona es comúnmente subdividida en dos: la planicie costera, que tiene una altura de 0 m hasta 300 msnm y la bocacosta, entre los 300 y 1,000 msnm. La bocacosta es el límite entre la costa y el altiplano, es decir, las tierras ubicadas a una altura mayor que los 1,000 msnm. La altitud promedio del municipio es de 100 msnm, sin mayores variaciones. Su cabecera municipal se ubica en los paralelos: Longitud: 90°51'34", Latitud: 14°12'05". Sus colindancias son: Norte: Escuintla y San Vicente Pacaya; Este: Guanagazapa e Iztapa; Sur: San José; Oeste: La Democracia.⁸ El municipio está habitado por 37,305 personas⁹, para una densidad poblacional de 83 habitantes por km², inferior a la media nacional que se ubica en 117 hab/km², para el año 2005. El idioma predominante en el municipio es el español, pues la población indígena es mínima.

⁷ De acuerdo a las regiones de distribución de energía eléctrica de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE.

⁸ Diagnostico del Municipio de Masagua, Escuintla. 2005, Unidad Técnica Estrategia Reducción de la Pobreza SEGEPLAN.

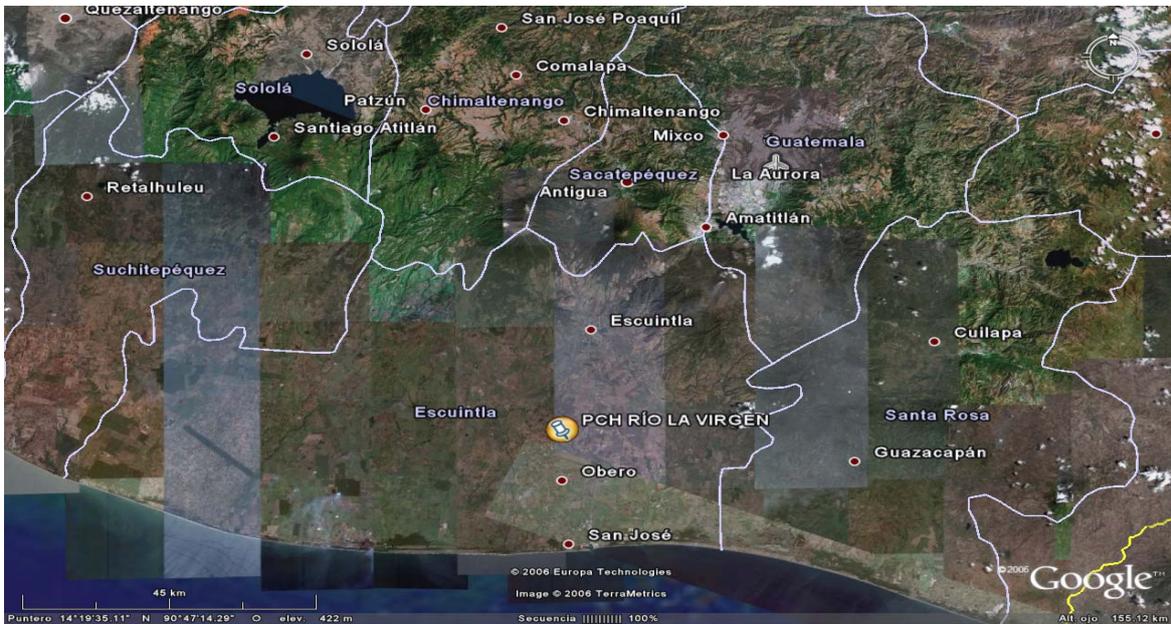
⁹ Proyecciones de Población según sexo y edades simples, Masagua, Escuintla. INE, periodo 2000 – 2010.

**FIGURA 3.1 FOTOGRAFÍA SATELITAL DE LA MACRO – LOCALIZACIÓN
ALTURA DE OJO 734,000 METROS**



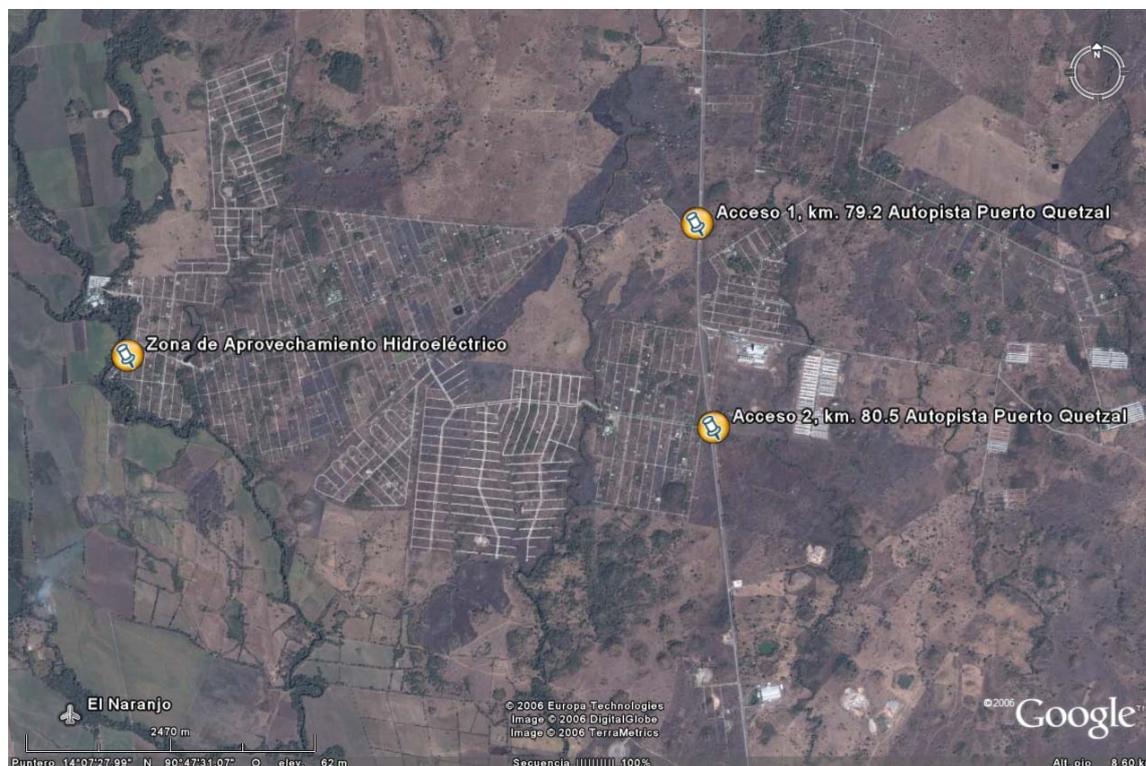
FUENTE: Google Earth. Octubre 2006.

**FIGURA 3.2 FOTOGRAFÍA SATELITAL DE LA MACRO – LOCALIZACIÓN
ALTURA DE OJO 155,120 METROS**



FUENTE: Google Earth. Octubre 2006.

**FIGURA 3.3 FOTOGRAFÍA SATELITAL DE LA MACRO – LOCALIZACIÓN
ALTURA DE OJO 8,600 METROS**



FUENTE: Google Earth. Octubre 2006.

3.2 Micro – Localización

El Proyecto se ubica en la convergencia del Río La Virgen y el Río Manso, al final de la Urbanización Torremolinos, en el lugar conocido como Mirador del Río, sitio de construcción de la presa de derivación, que divide exactamente la Finca Belén y la Finca San Isidro, la que hoy en gran parte ha sido transformada en un centro urbanístico de recreación familiar. Entre la ciudad de Escuintla y Puerto Quetzal, y entre la autopista a Puerto Quetzal y la antigua carretera a Puerto de San José, la PCH se encuentra en un punto equidistante. Las Coordenadas UTM¹⁰ son: Latitud 15P734713.27 meridiano Este, Longitud 1562353.08 meridiano Norte.

3.2.1 Vías de acceso

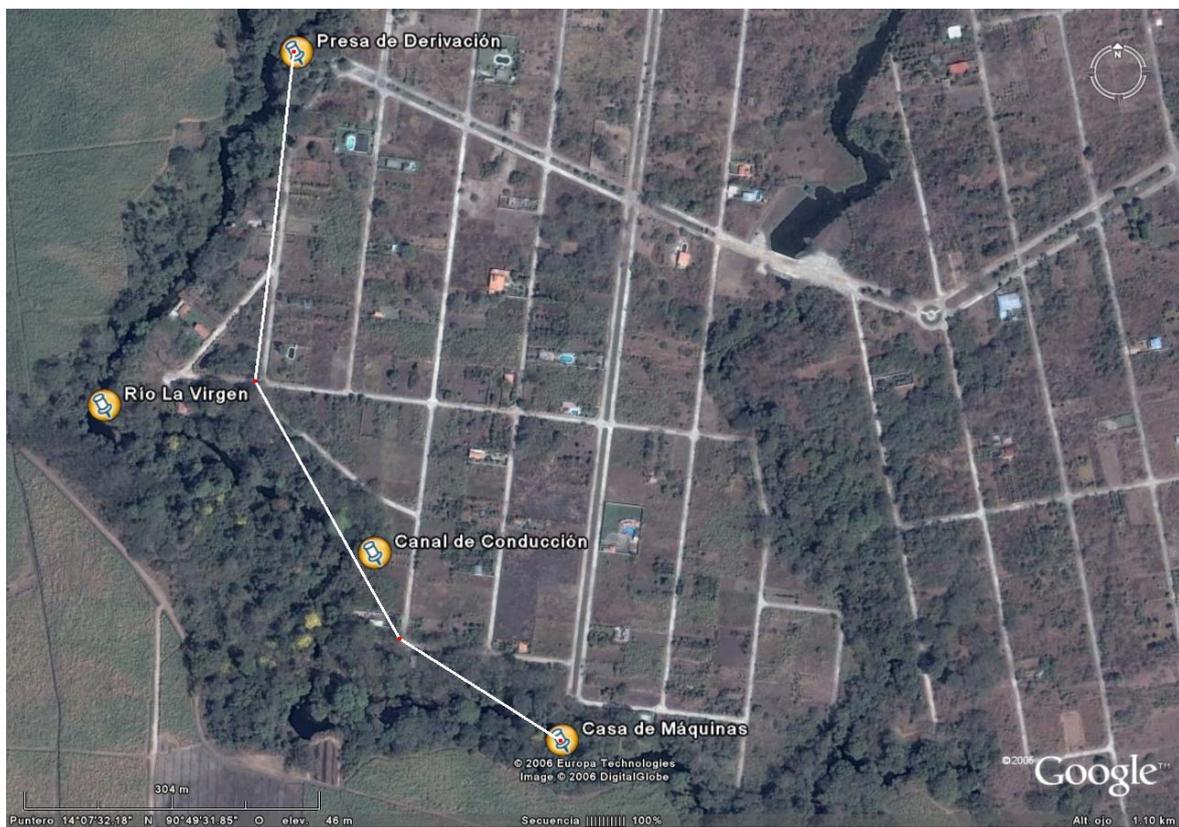
- **Acceso 1 y 2.** Un extracto del recorrido desde la Ciudad de Guatemala hasta la zona de aprovechamiento, es saliendo hacia el sur de la ciudad por la calzada Ing. R. Aguilar Batres, enfilando por la ruta nacional 3 o carretera interoceánica CA-9 sur, pasando por el municipio de Amatitlán, se ingresa a la autopista Palín – Escuintla hasta alcanzar la

¹⁰ “Universal Transversal de Mercator”.

bifurcación que lleva hasta el Puerto Quetzal por la autopista, dicho recorrido lleva aproximadamente 45 minutos hasta el kilómetro 79.2, en donde se encuentra el ingreso a la Urbanización Torremolinos y en el kilómetro 80.5, ingreso a Quintas Costa Linda, de donde se recorren 5.3 kms. y 5.9 kms. respectivamente, hacia la derecha hasta el sitio de construcción de la presa de derivación. Ambos accesos están completamente pavimentados, en perfectas condiciones de uso y transitables todo el tiempo.

- **Acceso 3.** Por la carretera antigua a Puerto de San José, a la altura de la Aldea Cuyuta, kilómetro 79, se cruza a la izquierda, pasando por los microparcelamientos agrarios El Jute, Aurora y por las Fincas El Naranjo y Belén. El acceso es una superficie ligera, accidentada y transitable únicamente en tiempo seco.

**FIGURA 3.4. FOTOGRAFÍA SATELITAL DE LA MICRO – LOCALIZACIÓN
ALTURA DE OJO 1,100 METROS**



FUENTE: Google Earth. Octubre 2006.

3.4 Estudios básicos

Posteriormente a la selección del sitio con posibilidades de desarrollo y aprovechamiento hídrico para la PCH, se dió inicio a los estudios básicos de prefactibilidad que comprenden la Cartografía, Topografía, Geología e Hidrología, los cuales en el presente proyecto de generación hidroeléctrica

se han realizado con un enfoque preliminar, basado en el tamaño de la central generadora y en el nivel de profundidad del estudio, los que permitirán reducir las posibilidades que se presenten resultados desfavorables durante la siguiente etapa del proyecto, es decir, los estudios de factibilidad.

3.4.1 Cartografía

Para aspectos relacionados con la Cartografía, se tomó como base la hoja cartográfica escala 1:50,000 identificada como Obero, Guatemala 2058 III E754 Edición 2DMA del Instituto Geográfico Nacional; se obtuvo datos relativos a la ubicación de la PCH, las vías de acceso a la zona de aprovechamiento, ríos, curvas de nivel, centros urbanos y rurales de población, entre otros.

Con base a las curvas de nivel es posible realizar el perfil de la zona, el cual es básico para el trazo del canal de conducción, así como para determinar la caída o salto bruto del aprovechamiento y ubicar las obras civiles en el terreno. La información de la hoja cartográfica fue corroborada con reconocimientos de campo, verificando la pendiente del río, el espejo de agua en la sección transversal de los tramos estudiados, la velocidad del agua y la longitud del canal de conducción.

3.4.2 Topografía

Con la topografía del lugar se complementan los aspectos relacionados con la cartografía, y permite analizar las características del lugar en donde se construirá la PCH, para su adecuado estudio y diseño.

La zona de aprovechamiento presenta una superficie plana con leves diferencias de nivel, se presentan algunas depresiones relativas a lo largo de los canales de descarga dentro de las Cuencas de Maria Linda y Achiguate que facilitan la evacuación de las aguas hacia la bocabarra del Chilate, muy cercana al Puerto de San José. La topografía de la cuenca del Maria Linda es variada levemente y al igual de las cuencas que drenan hacia el sur, está formada por una parte alta con topografía bastante fuerte, una parte media que finaliza aproximadamente en la intersección con la carretera CA-2 y una parte de planicie costera o zona de descargas aluviales.

3.4.3 Geología

La erosión de las montañas del norte del departamento de Escuintla provocó a lo largo de los milenios, que los ríos depositaran enormes cantidades de sedimentos. Por su parte, los volcanes también contribuyeron con enormes masas de cenizas. De esta manera, la planicie en que se encuentra Masagua está formada por materiales volcánicos variados, en forma de sedimentos aluviales o como productos eruptivos.

El sitio donde se ha proyectado emplazar la presa es bastante favorable desde el punto de vista topográfico y geológico. Las rocas que afloran en el sitio son de origen ígneo, dentro de las cuales se pueden citar principalmente basaltos y/o andesitas conjuntamente con filitas. Los basaltos se encuentran sanos y presentan excelentes condiciones mecánicas para la cimentación de la presa. El grado de fracturación es moderado. También afloran depósitos aluviales y coluviales, los cuales parecen tener un espesor mayor de 1 metro.

El canal de conducción también estará en roca basáltica competente, a lo largo de su ruta atravesará por rocas intrusivas (granito y granodiorita, grava y dioritas), las cuales presentan excelentes condiciones geotécnicas, la cobertura que tendrá será bastante grande, lo cual favorecerá las condiciones de estabilidad.

La casa de maquinas estará situada sobre una terraza fluvial en la margen izquierda del Río La Virgen. Las laderas son bastante estables y consistentes, ante lo cual el peligro de derrumbes y/o deslizamientos podrá estar minimizado, sin embargo, estudios posteriores a nivel de Factibilidad, deberán verificar estas condiciones.¹¹

3.4.4 Hidrología

El Municipio de Masagua está irrigado por un total de 19 ríos, esto son: Achiguate, Cueros o Mijangos, La Pedrera, Piedras Coloradas, Ceniza, La Cañada, Limón, Ulapa, Cristalino, La Mora, Naranjo, Agua Zarca, Escalante, La Virgen (objeto de estudio del presente aprovechamiento hidroeléctrico), Quitasombrero, Botón Blanco, Guacalate, Las Hojas y Seco.

Existe además, un riachuelo de nombre Placetas. Los zanjones conocidos son: El Pájaro, Las Pozas, Orruego, La Morita, Los Ayotes, Poza de Dolores, Suquite, Las Malicias, Marucas, Santa Elena y Zarco.

Entre las quebradas se encuentran: del Hacha, Frijolillar, Las Cañas, Monte Largo, del Muerto, Guayabillo, Las Trozas, Quiebra, Hacha Seca, El Perol, La Pedrera, Limón y Quitasombrero. Completan el panorama hidrográfico las lagunetas Cara Sucia, El Flor, El Lobón y Orruego.

Los ríos Achiguate y Guacalate son los más caudalosos, de los que sobresale el primero, tanto por el caudal como por los daños que ocasiona al salirse de su cauce. El manantial Poza de San Juan proporciona el agua que surte a la cabecera municipal. La profundidad de la capa freática es de 2 a 9 mts.

¹¹ Información obtenida con el apoyo de la sección de geología de la División de Desarrollo Geotérmico de la Empresa de Generación de Energía Eléctrica –EGEE- del INDE.

La zona de aprovechamiento hídrico es un área rural, semi aislada, de la cual no se cuenta con información relativa a registros hidrométricos, en este tipo de proyectos hidroeléctricos es necesaria la información de subcuencas, la que es aún más escasa.

La hidrología se ha simplificado sin llegar a tener márgenes de error muy significativos, tomando en cuenta lo siguientes parámetros: a) relación entre altura del agua y caudales; b) estimación de los caudales máximo, medio y mínimo; c) medición de la velocidad en el tramo específico; d) cálculo del área de la sección transversal y la precipitación promedio anual.

Para la realización del estudio hidrológico, respecto a los datos históricos, se dieron dos situaciones por falta de información:

- Existen datos pluviométricos, pero no se cuenta con datos hidrológicos.
- No se tiene información de ningún tipo, pero se cuenta con datos de la cuenca vecina del Maria Linda, en la Estación Las Guacamayas; por lo tanto, es posible encontrar un coeficiente para la transposición de caudales, aunque con un nivel de confiabilidad que habrá que establecer por tratarse de una subcuenca, la del Río La Virgen, con una área de 69 kms², y la Cuenca del Maria Linda con un área que alcanza los 2,727 kms².

Sin embargo, por tratarse de un aprovechamiento hidroeléctrico relativamente pequeño, a nivel de Prefactibilidad, se ha considerado suficiente la información obtenida durante un año, en el área de captación.

Es importante la información obtenida de los pobladores cercanos al área, así como del rastro dejado por las crecidas máximas (altura de agua de 4.1 metros y un ancho base 1, espejo de agua de 16 metros, observada en el mes de septiembre 2005) registradas en la vegetación circundante, lo que permitió conocer y evaluar la capacidad del recurso hídrico para fines del aprovechamiento hidroeléctrico.

3.4.4.1 Clima y precipitación

El carácter del clima es cálido húmedo, la temperatura tiene una media anual de 25°, con variación mínima de 3.8° entre los meses menos cálidos (noviembre-enero, con temperaturas promedio de 23.9°) y los meses más calurosos (marzo-mayo, con temperaturas medias de 35°). La distribución diaria de la temperatura sigue una curva que alcanza los valores máximos entre las 12:00 y las 15:00 horas y los valores mínimos entre las 19:00 y las 07:00 horas.

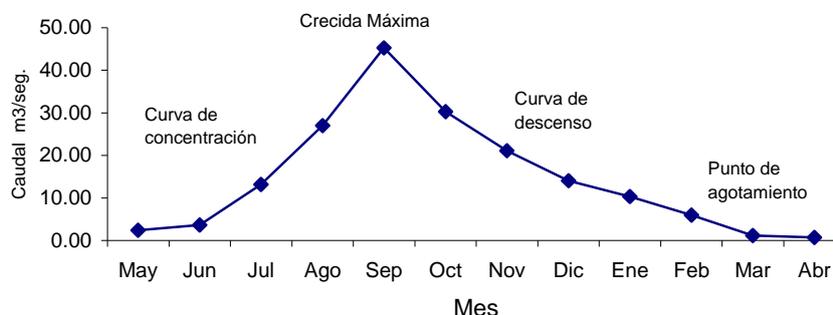
La cobertura vegetal regula el ciclo del agua, los bosques son los que mejor cumplen esta función reguladora interceptando las gotas de lluvia y provocando la infiltración para formar los mantos de agua subterránea, pero también dosificando el agua que escurre y alimenta los ríos, cuyo potencial hidroeléctrico alcanza los 5,000 MW en todo el país. En el municipio de Masagua, la precipitación pluvial oscila entre 703 a 2,063 mm anuales, siendo los meses lluviosos de abril a octubre, con los últimos dos meses como los que tienen mayores precipitaciones. La precipitación es en promedio de 109 a 115 días de lluvia.

La humedad relativa, puede llegar hasta 90%, de acuerdo con el régimen de lluvias. Las fluctuaciones diarias que se observan tienen una variación entre la tarde-noche y la madrugada (17:00 a 06:00), llegando a tener valores cercanos a la saturación. La humedad relativa a medio día es relativamente poca.

3.4.4.2 Hidrograma del Río La Virgen, sitio Peña Blanca

Este es la representación gráfica sobre la base de períodos mensuales, durante un tiempo de medición de un año, empezado en mayo de 2005 y finalizado en abril de 2006, con lo que se obtiene el Hidrograma de caudales (Figura 3.3) en los que resaltan los valores máximo, mínimo y medio.

FIGURA 3.5 HIDROGRAMA DEL RÍO LA VIRGEN



FUENTE: Investigación directa, 2006 - 2007.

3.4.4.3 Capacidad de la fuente hídrica para cubrir la demanda

La fuente de suministro acuático es la corriente superficial del río La Virgen en el sitio de captación seleccionado, la capacidad se analizó tomando en cuenta la estimación de caudales medios contenidos en la tabla 3.1 y la curva de duración de caudales. Por medio de esta gráfica se selecciona el caudal adecuado para el diseño de la PCH. En las ordenadas se ubican los caudales de mayor a menor y en las abscisas se ubican los períodos de información, en este caso, son datos mensuales. Se grafica sobre este plano el caudal contra su probabilidad de ocurrencia. El mayor

caudal tiene la menor probabilidad de ocurrencia y el menor caudal tiene la mayor probabilidad. Para la PCH se tomó como caudal de diseño el promedio del año, 14.58 m³/seg., que en la curva de duración de caudales tiene una excedencia de 39%.

3.4.4.4 Magnitud y frecuencia de las crecientes máximas

Durante el periodo de estudio, mayo 2005 – abril 2006, se observaron crecientes a partir del mes de julio hasta el mes de octubre 2005, con una frecuencia media de 4 crecidas mensuales y un tiempo promedio de agotamiento de 24 a 48 horas, es decir, cuando el río regresa a su nivel normal. El promedio de la altura y el ancho del espejo de agua en el tramo estudiado fue de 3.31 y 14.09 metros respectivamente, durante los 123 días comprendidos de julio – octubre 2005.

La creciente máxima fue observada en el mes de septiembre 2005, en la que la altura de agua alcanzó los 4.1 metros y el ancho base 1, espejo de agua superó, los 16 metros, el caudal medio estimado para el mes fue de 45.31 m³/seg.

3.4.4.5 Aforo del río La Virgen

Para el cálculo de caudales se utilizó el Método de medición del área de la sección transversal y de la velocidad media del agua, el cual da una medida aproximada de los mismos, su uso es limitado debido a que los valores que se obtienen son estimados, por lo tanto, es necesario el uso de otros métodos cuando se requiere llevar el estudio a la factibilidad técnica. Los caudales medios de las épocas húmeda y seca son de 20.28 m³/seg y 8.88 m³/seg, respectivamente, en tanto que el caudal medio del año es de 14.58 m³/seg. El caudal máximo es de 45.31 m³/seg, observado en el mes de septiembre, y en el mes de abril ocurre el punto de agotamiento con un caudal de 0.73 m³/seg. Los resultados mensuales durante el año de estudio están contenidos en la tabla 3.1 Estimación de Caudales.

TABLA 3.1 ESTIMACIÓN DE CAUDALES MEDIOS

Variable	Unidad	2005						2006						
		Época Húmeda						Época Seca						
		May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	
Longitud del tramo en estudio	metros (m)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Tiempo promedio en recorrerlo	segundos (s)	14	13	12	12	10	13	13	14	15	15	17	19	
Velocidad del agua	m/s	0.71	0.77	0.83	0.83	1.00	0.77	0.77	0.71	0.67	0.67	0.59	0.53	
Ancho base 1, espejo de agua	m	9.00	10.00	11.20	14.30	16.00	14.85	13.10	10.65	10.40	8.10	7.60	6.70	
Ancho base 2, fondo del río	m	6.80	7.00	7.35	8.45	10.00	9.50	8.75	8.20	7.80	6.00	5.50	4.20	
Altura promedio de agua	m	0.50	0.65	2.00	3.35	4.10	3.80	2.95	2.45	2.00	1.50	0.35	0.30	
Area sección transversal	m ²	3.95	5.53	18.55	38.11	53.30	46.27	32.23	23.09	18.20	10.58	2.29	1.64	
Coefficiente K	Dato	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	
Caudal	m ³ /seg	2.40	3.61	13.14	26.99	45.31	30.25	21.07	14.02	10.31	5.99	1.15	0.73	

FUENTE: Investigación directa, 2006 - 2007.

Nota: K es un coeficiente de dato experimental que indica la relación entre la velocidad superficial y la velocidad media del río.

3.4.4.6 Escenario hidrológico 2008 – 2017

En Guatemala, en un año promedio se dispone de 24,500 m³ de agua por persona, de los cuales solamente el 3% es aprovechado para riego, uso doméstico e industrial y generación de energía. El país cuenta con 38 cuencas, 18 localizadas en la vertiente del Pacífico, 10 cuencas en la vertiente de las Antillas (El Caribe) y 10 cuencas en la vertiente del Golfo de México.¹²

Las variaciones climáticas alteran los componentes del ciclo hidrológico (precipitación y evapotranspiración) y los parámetros climáticos (radiación solar, viento, temperatura, humedad y nubosidad). Las variaciones en la evapotranspiración y precipitación cambian la escorrentía superficial y subterránea, aumentando o disminuyendo los niveles de los cuerpos de agua (ríos, lagos y mares).

Para efectos del cálculo de la energía de la PCH en el horizonte de la vida útil, se presentan algunas de las manifestaciones del cambio climático y el impacto que ocasiona en la disponibilidad del recurso hídrico de la subcuenca en estudio, durante el Fenómeno del Niño, por efecto del déficit hídrico, y durante el Fenómeno de la Niña, por el exceso de lluvias. Los caudales mínimos de los ríos de la Cuenca María Linda se relacionan con los años de ocurrencia del Fenómeno del Niño, en tanto que los caudales máximos se asocian a períodos de ocurrencia del Fenómeno de la Niña.

Durante El Niño se presentan sequías, incendios forestales, pérdida de cultivos y de productos perecederos, disminución de la pesca, incremento de enfermedades, aumento en la utilización de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica y/o racionamientos inclusive y una disminución de caudales promedio en el sur del país del 10%; en tanto que durante La Niña se presentan mayores riesgos de inundaciones, desbordamientos, desastres, erosiones y destrucción de la infraestructura vial y una mayor disponibilidad del recurso hídrico para generación hidroeléctrica como resultado de un incremento promedio en los caudales del orden del 15%.

3.5 Obras físicas

Este tipo de planta es a filo de agua, en la que no se usa embalse para almacenar agua, sino que el caudal se toma del recurso hídrico directamente por medio de una bocatoma que dirige el agua a un canal de conducción en el que se alcanza la caída necesaria para obtener la potencia requerida y el caudal a una turbina de generación. Su impacto ambiental es mínimo si se compara con el causado por un proyecto de aprovechamiento hidroeléctrico con embalse de regulación.

¹² Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales. *Primera Comunicación Nacional sobre Cambio Climático. Guatemala, diciembre 2001, página 9.*

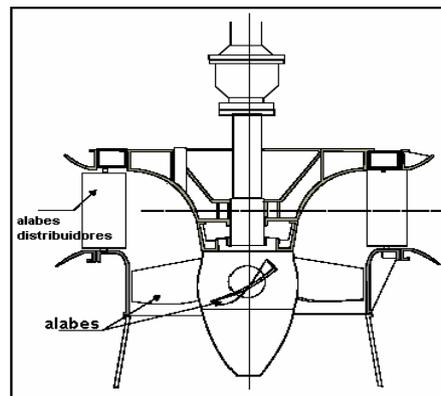
A continuación se describen los componentes principales que forman la PCH con derivación:

- **Presa de derivación.** Es la obra en la que se toma el caudal de agua necesario para obtener la potencia de diseño. Coordenadas Geográficas: Latitud 14°07'45.23" Norte, Longitud 90°49'42.03" Oeste. Elevación: 53 msnm.
- **Canal de conducción.** Es el componente encargado de conducir el caudal de agua de la bocatoma al tanque de presión, tiene una pendiente leve, y una longitud de 870 metros desde la presa de derivación hasta la casa de máquinas. Tiene forma trapezoidal de 6 metros de ancho en la parte superior, 5 metros en la base y 2.50 metros de altura.
- **Desarenador.** Es un tanque de mayor dimensión a la obra de conducción en el que las partículas en suspensión pierden velocidad y son depuradas, cayendo al fondo.
- **Tanque de presión.** Es un tanque en el que la velocidad del agua es cercana a cero, empalma con la tubería de presión, y debe evitar el ingreso de sólidos y burbujas de aire a la tubería de presión, garantiza el fácil arranque del grupo turbina-generator y tiene un volumen de reserva en caso de que las turbinas lo soliciten. Consiste en un tanque en concreto de 20 metros de largo x 10 metros de ancho y una profundidad de 2.5 metros.
- **Vertedero.** Permitirá la eliminación del caudal de rebalse en la bocatoma, regresándolo al curso natural, se da como resultado que el caudal de agua supera la capacidad de conducción de agua del canal. Es una obra civil de seguridad, ubicada en un sitio estratégico en el área del sitio de presa.
- **Tubería de presión.** Es la tubería que transporta el caudal de agua del tanque de presión a la turbina, se apoya en anclajes que soportan la presión de agua y la dilatación por los cambios de temperatura.
- **Casa de máquinas.** Es el sitio donde se encuentra la turbina, los generadores, los equipos auxiliares, las válvulas de admisión y los aparatos de maniobra, regulación y protección; allí se transforma la energía hidráulica en mecánica y ésta en eléctrica, en la casa de máquinas está la conexión al sistema de transmisión. El edificio de la casa de máquinas tendrá una unidad generadora, los interruptores a 13,8 KV y los tableros de control. Coordenadas Geográficas: Latitud: 14°07'20.66" Norte, Longitud: 90°49'33.17" Oeste. Elevación: 46 msnm.
- **Turbina hidráulica.** Es una máquina que transforma la energía potencial, cinética y de presión del agua, en energía mecánica de rotación. Se clasifican según su funcionamiento, en turbinas de acción, las cuales utilizan solo la velocidad del agua para poder girar, y en

turbinas de reacción que emplean, tanto la velocidad como la presión, para desempeñar el trabajo de rotación.

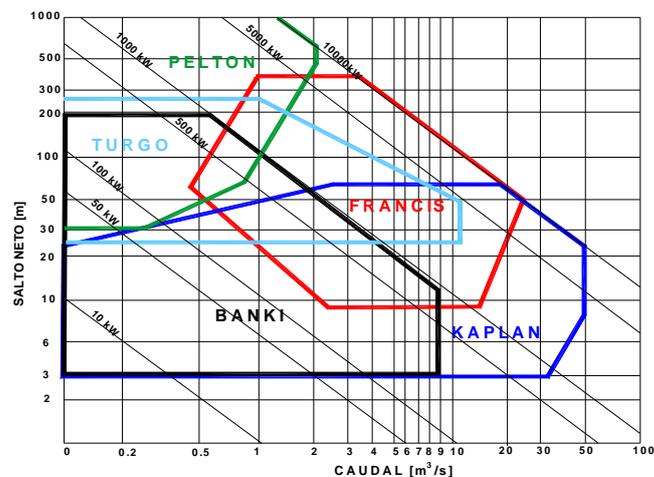
La selección de la turbina adecuada para la PCH está en función de la caída, 7 metros, el caudal disponible, 14.58 m³/seg., el grado de uniformidad del caudal, la calidad de agua y el recurso económico disponible. Para el caso de la PCH se utilizará una turbina Kaplan, Figura 3.6, cuyo rango de operaciones admite variaciones significativas de caudal de 0.2 m³/seg a 50 m³/seg, una caída de 2 a 25 metros y una potencia de entre 10 kW y 10,000 kW, Figura 3.7, el rendimiento mecánico de la turbina Kaplan de doble regulación, eje horizontal, es decir, con alabes del rodete y de los distribuidores regulables, alcanza una eficiencia del 92% con el caudal nominal y puede inclusive operar con una eficiencia del 53% con una disminución del 90% en el caudal de diseño, Figura 3.8.

FIGURA 3.6 TURBINA KAPLAN



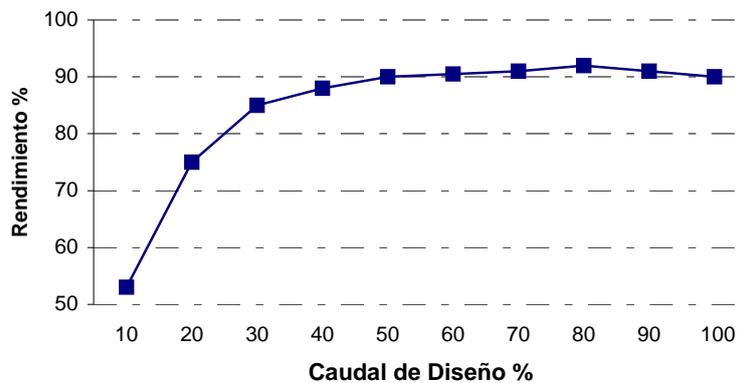
FUENTE: <http://thales.cica.es>

FIGURA 3.7 CAMPO DE APLICACIÓN DE LA TURBINA KAPLAN



FUENTE: www.ossberger.de

FIGURA 3.8 CURVA DE EFICIENCIA DE LA TURBINA KAPLAN



FUENTE: www.ossberger.de

- **Reguladores de velocidad.** Son servomecanismos que sirven para mantener constante la velocidad de giro de la turbina y la frecuencia de la energía eléctrica generada, manteniendo constante la velocidad sincrónica del generador.
- **Generador.** Es una máquina acoplada a la turbina, que convierte la energía mecánica de rotación en energía eléctrica, en su circuito de salida.
- **Sistema de Transmisión.** La PCH contará con un transformador de potencia que se ubicará en el patio de la subestación. Recibirá tensión del generador, transformándola a 13.8 kV, la que pasará a través de la celda del interruptor de grupo para conectarse a la barra 13.8 KV de la subestación.

3.6 Capacidad instalada

La capacidad instalada es la potencia máxima que puede generar la PCH, para el cálculo de la capacidad instalada de la PCH se consideró como caudal de diseño el promedio anual de 14.58 m³/seg. Con este criterio se considera que se cubren en una medida razonable, los requerimientos de energía eléctrica del área.

Cuando el caudal supera el caudal de diseño, la central trabaja a plena capacidad, es decir trabaja a plena potencia. Mientras que los períodos en que el caudal es menor al caudal de diseño, la energía producida es una proporción de la potencia que esta dada por la relación del caudal durante el período y el caudal de diseño.

Los parámetros que hacen posible obtener la potencia hidráulica que se puede alcanzar del aprovechamiento hídrico del Río La Virgen son los siguientes:

- **Aceleración de la gravedad:** $g = 9.81 \text{ m/seg}^2$
- **Pérdidas en el sistema de conducción: η .** En la bocatoma, canal, reja y tubería de presión. Las pérdidas de carga se miden como pérdidas de presión –o como altura de salto- y son consecuencia de las pérdidas por fricción del agua contra las paredes del canal y sobre todo contra las paredes de la tubería forzada, pero también las pérdidas ocasionadas por turbulencia, al cambiar de dirección el flujo, cuando pasa a través de una rejilla o de una válvula, cuando el flujo sufre una contracción o una expansión, etc. De todas las pérdidas de carga, la más importante es la ocasionada por el roce contra las paredes de la tubería forzada, que es función de la velocidad del agua. Por eso al aumentar el diámetro de la tubería las pérdidas disminuyen, aunque el coste de la tubería aumente y por lo tanto el cálculo del diámetro de la tubería resulta ser un compromiso entre una disminución del porcentaje de las pérdidas y un incremento del costo de inversión. Para la PCH este valor es de $\eta = 0.076$.
- **Caudal de Diseño: Q .** Es el caudal con el que se proyecta el diseño de la PCH, que debe garantizar la obtención de la potencia de generación estimada. Dadas las condiciones hidrológicas de la zona de aprovechamiento, se tomó como caudal de diseño el promedio del año, $14.58 \text{ m}^3/\text{seg}$, el que fluye por lo menos durante 143 días del año.

El caudal residual es un impacto significativo y obligatoriamente presente en los proyectos de aprovechamiento hidroeléctrico, es la disminución del caudal de la fuente de agua a intervenir, por esta razón los estudios de este tipo deben incluir el cálculo de caudal residual que garantice que el ambiente natural y social será afectado en la menor medida posible. Es también denominado caudal ecológico, y es la mínima corriente de agua que debe existir en el tramo cortocircuitado del río, entre la toma de agua y el canal de retorno. El caudal residual permite asegurar la supervivencia de los peces, favorecer la diversidad de las especies, valorizar el paisaje y mejorar la limpieza de los cauces; este se calculó tomando como base el 10% del caudal mínimo, es decir $0.0731 \text{ m}^3/\text{seg}$. con un escenario hidrológico en condiciones normales.

- **Salto bruto: H .** Es la distancia vertical entre los niveles del espejo de agua, medidos en la toma de agua y en el canal de descarga. $H = 7$ metros.
- **Salto neto: H_n .** Es el resultado de restar al salto bruto las pérdidas de carga debidas al rozamiento del agua con las paredes de las estructuras por las que circula y a las turbulencias a que las mismas dan lugar. $H_n = 6.468$.
- **Eficiencia de los equipos: η .** Es el rendimiento global, producto de los rendimientos medios de la turbina, del generador y del transformador de salida. $\eta = 0.865$.

$$kW = g * Q * H_n * 0.865$$

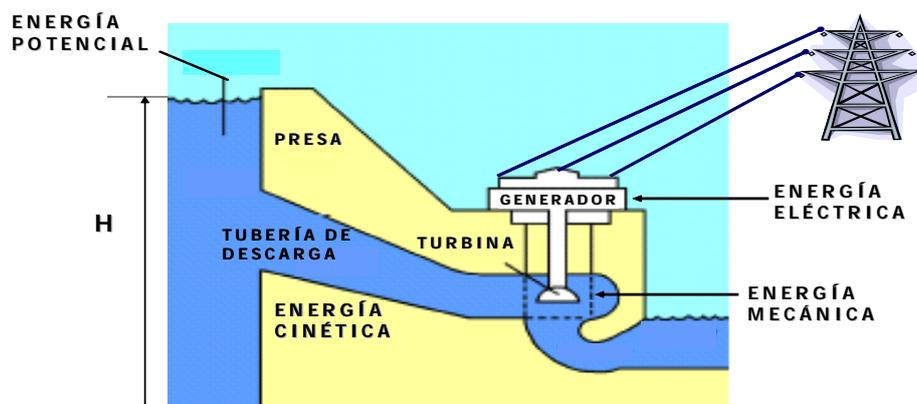
$$kW = 9.81 * 14.58 * 6.468 * 0.865$$

$$kW = 800 = \text{Capacidad Instalada}$$

3.6.1 Funcionamiento y esquema de la PCH

El combustible de una PCH es el agua en movimiento que se abastece con el ciclo hidrológico natural de la tierra, durante el proceso no se pierde ni se contamina el agua. La potencia que se puede obtener de una PCH depende de la cantidad de agua canalizada hacia la turbina, de la altura del salto y del rendimiento eléctrico del generador y la turbina. El proceso de producción de energía eléctrica es muy simple, se realiza utilizando infraestructura muy sencilla de desarrollar y construir. Se inicia en el embalse, en donde se acumula agua en forma potencial. El agua es conducida a la bocatoma, que es una estructura que permite derivarla hacia el canal de conducción y conducirla hacia el desarenador. Estos componentes evitan el ingreso de materiales sólidos e impurezas que pueden dañar el funcionamiento de la turbina. Desde este punto, mediante una tubería de descarga a presión, el agua se conduce hacia la turbina, produciendo el movimiento del generador mediante la rotación de los elementos mecánicos y eléctricos, se producen entonces campos magnéticos que se convierten en energía eléctrica dispuesta a ser transportada a la red de distribución. La energía no se crea ni se destruye, simplemente se transforma, esto se demuestra cuando la energía potencial acumulada en el embalse se transforma en energía cinética en la tubería a presión y esta mediante la rotación de la turbina genera energía mecánica que finalmente es transformada en energía eléctrica por el generador.

FIGURA 3.9 ESQUEMA DE LA PCH



FUENTE: Elaboración propia.

3.7 Cálculo de la generación media anual

La PCH es una central generadora a filo de agua cuyas instalaciones mediante una obra civil de toma del recurso hídrico captan una parte del caudal del río y lo conducen hacia la central para su aprovechamiento y después lo devuelven al cauce del río. Esta disposición es característica de las centrales medianas y pequeñas, en las que se utiliza una parte del caudal disponible en el río.

La PCH tendrá un impacto mínimo al ambiente, porque al no bloquear el cauce del río no inunda terrenos inmediatos. La PCH únicamente utilizará el agua, la tomará en un punto de captación, no la consumirá ni la contaminará, y la devolverá en otro punto aguas abajo, denominado canal de desfogue. La operación de la central generadora será en forma continua porque no tiene la capacidad para almacenar agua, no dispone de un embalse, turbinará el caudal de agua disponible en el momento, limitado a la capacidad instalada. Las tablas identificadas con los números 3.2, 3.3 y 3.4, Caudales, Potencia y Energía, Escenarios Hidrológicos Normal, El Niño y La Niña, respectivamente, contienen el cálculo de la generación mensual de pequeña central hidroeléctrica a partir de los caudales disponibles en el sitio de captación.

**TABLA 3.2 CAUDALES, POTENCIA Y ENERGÍA
ESCENARIO HIDROLÓGICO NORMAL**

Caudales Mensuales				Caudal (m ³ /mes)			Q ₃₉		
Mes	Días	m ³ /seg	Residual m ³ /seg	En la zona de aprovechamiento	De rebalse	Para generación a filo de agua	Capacidad Instalada kW	Potencia disponible kW	Total Energía kWh
Ene	31	10.31	0.0731	27,418,513		27,418,513	800	562	418,019
Feb	28	5.99	0.0731	14,314,164		14,314,164	800	325	218,232
Mar	31	1.15	0.0731	2,884,369		2,884,369	800	59	43,975
Abr	30	0.73	0.0731	1,702,685		1,702,685	800	36	25,959
May	31	2.40	0.0731	6,232,369		6,232,369	800	128	95,018
Jun	30	3.61	0.0731	9,167,645		9,167,645	800	194	139,769
Jul	31	13.14	0.0731	34,998,385		34,998,385	800	717	533,581
Ago	31	26.99	0.0731	72,094,225	33,051,456	39,042,769	800	800	595,242
Sep	30	45.31	0.0731	117,254,045	79,470,720	37,783,325	800	800	576,040
Oct	31	30.25	0.0731	80,825,809	41,783,040	39,042,769	800	800	595,242
Nov	30	21.07	0.0731	54,423,965	16,640,640	37,783,325	800	800	576,040
Dic	31	14.02	0.0731	37,355,377		37,355,377	800	765	569,516
Anual		14.58		458,671,550	170,945,856	287,725,694			4,386,633
Factor de planta:									0.6259

FUENTE: Investigación directa, 2006 - 2007.

**TABLA 3.3 CAUDALES, POTENCIA Y ENERGÍA
ESCENARIO HIDROLOGICO EL NIÑO**

Caudales Mensuales				Caudal (m ³ /mes)			Q ₃₉		
Mes	Dias	m ³ /seg	Residual m ³ /seg	En la zona de aprovechamiento	De rebalse	Para generación a filo de agua	Capacidad Instalada kW	Potencia disponible kW	Total Energía kWh
Ene	31	9.28	0.0731	24,657,083		24,657,083	800	505	375,919
Feb	28	5.39	0.0731	12,865,064		12,865,064	800	292	196,139
Mar	31	1.04	0.0731	2,576,353		2,576,353	800	53	39,279
Abr	30	0.66	0.0731	1,513,469		1,513,469	800	32	23,074
May	31	2.16	0.0731	5,589,553		5,589,553	800	115	85,218
Jun	30	3.25	0.0731	8,231,933		8,231,933	800	174	125,503
Jul	31	11.83	0.0731	31,478,967		31,478,967	800	645	479,925
Ago	31	24.29	0.0731	64,865,223	25,819,776	39,045,447	800	800	595,282
Sep	30	40.78	0.0731	105,509,693	67,728,960	37,780,733	800	800	576,001
Oct	31	27.23	0.0731	72,723,649	33,667,488	39,056,161	800	800	595,446
Nov	30	18.96	0.0731	48,962,621	11,171,520	37,791,101	800	800	576,159
Dic	31	12.62	0.0731	33,600,260		33,600,260	800	689	512,266
Anual		13.12		412,573,867	138,387,744	274,186,123			4,180,210
Factor de planta:									0.5965

FUENTE: Tabla 3.2.

**TABLA 3.4 CAUDALES, POTENCIA Y ENERGÍA
ESCENARIO HIDROLOGICO LA NIÑA**

Caudales Mensuales				Caudal (m ³ /mes)			Q ₃₉		
Mes	Dias	m ³ /seg	Residual m ³ /seg	En la zona de aprovechamiento	De rebalse	Para generación a filo de agua	Capacidad Instalada kW	Potencia disponible kW	Total Energía kWh
Ene	31	11.86	0.0731	31,560,659		31,560,659	800	647	481,170
Feb	28	6.89	0.0731	16,487,816		16,487,816	800	374	251,371
Mar	31	1.32	0.0731	3,346,393		3,346,393	800	69	51,019
Abr	30	0.84	0.0731	1,986,509		1,986,509	800	42	30,286
May	31	2.76	0.0731	7,196,593		7,196,593	800	147	109,718
Jun	30	4.15	0.0731	10,571,213		10,571,213	800	224	161,167
Jul	31	15.11	0.0731	40,277,511		40,277,511	800	825	614,066
Ago	31	31.04	0.0731	82,937,727	43,898,976	39,038,751	800	800	595,180
Sep	30	52.11	0.0731	134,870,573	97,070,400	37,800,173	800	800	576,297
Oct	31	34.79	0.0731	92,979,049	53,916,192	39,062,857	800	800	595,548
Nov	30	24.23	0.0731	62,615,981	24,857,280	37,758,701	800	800	575,665
Dic	31	16.12	0.0731	42,988,052	3,937,248	39,050,804	800	800	595,364
Anual		16.77		527,818,075	223,680,096	304,137,979			4,636,853
Factor de planta:									0.6617

FUENTE: Tabla 3.2.

Con base en los escenarios contenidos en las Tablas 3.2, 3.3 y 3.4 se obtuvo la capacidad instalada y la generación para cada año comprendido en el período 2008 – 2017, y con la información obtenida en Agosto de 2006 de la “*Nacional Oceanic & Atmospheric Administration (NOAA)*” referente a los escenarios hidrológicos, se construyó la Tabla 3.5 Generación 2008-2017.

En ese sentido, la capacidad instalada que será colocada en el mercado eléctrico del área es de 800 kW, la producción de energía promedio durante el período de evaluación será de 4,420,414 kWh, el punto de entrega y medición principal será en la barra de interconexión de la subestación

transformadora, con una energía promedio de 4,376,210, máxima de 4,590,484 y mínima de 4,138,408, los consumos y pérdidas globales estimados serán de entre 46,369 kWh y 41802 kWh.

TABLA 3.5 GENERACIÓN PCH, PERÍODO 2008 - 2017

Año	Escenario Hidrológico	Caudal para Generación a filo de agua (m ³ /seg)	Potencia kW	Producción de Energía -kWh-	Consumos Propios + Pérdidas -kWh-	Entrega de Energía -kWh-
2008	Niña	308,075,227	800	4,636,853	46,369	4,590,484
2009	Normal	287,725,694	800	4,386,633	43,866	4,342,767
2010	Normal	287,725,694	800	4,386,633	43,866	4,342,767
2011	Niño	274,186,123	800	4,180,210	41,802	4,138,408
2012	Niña	308,075,227	800	4,636,853	46,369	4,590,484
2013	Normal	287,725,694	800	4,386,633	43,866	4,342,767
2014	Niño	274,186,123	800	4,180,210	41,802	4,138,408
2015	Niña	308,075,227	800	4,636,853	46,369	4,590,484
2016	Normal	287,725,694	800	4,386,633	43,866	4,342,767
2017	Normal	287,725,694	800	4,386,633	43,866	4,342,767

FUENTE: TABLAS 3.2, 3.3, 3.4, National Oceanic & Atmospheric Administration, -NOAA- Agosto de 2006.

RESUMEN

Previo a iniciar los estudios de Prefactibilidad técnica de una Pequeña Central Hidroeléctrica, es importante hacer visitas de reconocimiento principalmente a las poblaciones que serán beneficiadas con la prestación del servicio de energía eléctrica y a los sitios en los cuales se desarrollarán las obras civiles en los que se instalarán los equipos electromecánicos y la línea de interconexión a la red.

Esta fase de campo permite la identificación de los mejores sitios para el desarrollo del aprovechamiento del recurso hídrico con fines energéticos, dentro de la zona de aprovechamiento. Ya con la selección de los lugares, se inició la formulación de los estudios básicos preliminares que comprenden:

- Cartografía. Es necesaria para la información geológica y cartográfica, caminos de acceso a la zona de aprovechamiento, los ríos, las curvas de nivel, la vegetación, etc. Con la información contenida en las hojas cartográficas, se determinó la caída (salto bruto) del aprovechamiento hidroeléctrico y la ubicación de las obras civiles que será necesario construir en el terreno. La información cartográfica se corroboró con las visitas de reconocimiento del área.
- Topografía. Con la topografía se complementa la cartografía, y básicamente se obtiene la caída que tendrá la central generadora.
- Geología. (Este estudio es esencialmente necesario para definir los sitios en donde se construirán las obras civiles, la cimentación, en función de los cuales estará la utilización y disponibilidad de los materiales de construcción)

- Hidrología. Principalmente permite cuantificar la capacidad del Río La Virgen para alcanzar la capacidad instalada de la planta. El método utilizado para la estimación de caudales fue el del cálculo del área de la sección transversal y la medición de la velocidad del agua en un tramo del sitio Peña Blanca, 680 metros aguas abajo del sitio de captación ubicado en la confluencia de el Río La Virgen y el Río Manso. El estudio hidrológico preliminar consideró además la magnitud y frecuencia de las crecientes máximas, el clima y la precipitación, así como los escenarios hidrológicos para los primeros 10 años de operación de la PCH.

Los estudios básicos anteriormente mencionados en su conjunto ayudan a disminuir las posibilidades que se presente información final no favorable al momento de elaborar los estudios de factibilidad.

Se elaboró además una predefinición de la infraestructura física, en cuanto a los componentes básicos para el adecuado funcionamiento de la PCH, tomando como base los factores característicos que establecen la capacidad instalada apropiada, como la gravedad, la caída o salto bruto, las pérdidas en el sistema de conducción del agua, el caudal de diseño y la capacidad de los equipos electromecánicos y sus correspondientes valores de eficiencia. En este sentido, es importante anotar que en función de las condiciones hidrológicas del área, el salto bruto obtenido y el caudal de diseño entre otros factores, la turbina adecuada para el aprovechamiento hidroeléctrico es la Kaplan, la que alcanza una eficiencia del 92% con el caudal nominal y funciona con una reducción del caudal del 90%, es decir, el 10% del caudal de diseño, obteniendo una eficiencia del 53%.

La información anterior, en su conjunto, es básica para el cálculo de la generación media de energía eléctrica anual, la que es calculada a partir de los escenarios hidrológicos que se presentarán en los próximos 10 años a partir del inicio de las operaciones comerciales de la PCH.

Relativo a los datos técnicos, la capacidad instalada que será colocada en el mercado eléctrico del área es de 800 kW, la producción de energía promedio durante el período de evaluación será de 4,420,414 kWh, el punto de entrega y medición será en la barra de interconexión de la subestación transformadora, con una energía promedio de 4,376,210, máxima de 4,590,484 y mínima de 4,138,408, los consumos y pérdidas globales estimados serán de entre 46,369 kWh y 41802 kWh.

Finalmente, los datos obtenidos en el estudio técnico constituyen el principal insumo para el cálculo de los ingresos del proyecto y para la estimación de los costos de inversión tanto de las obras civiles, como de los equipos electromecánicos.

4. ESTUDIO ADMINISTRATIVO - LEGAL

4.1 Estructura Administrativa - Legal

Dos componentes son importantes para definir los aspectos legales y administrativos derivados de la operación de la PCH. Por un lado la viabilidad legal se extiende a los alcances del estudio de cómo constituir y crear la Empresa Municipal de Electricidad de la Municipalidad de Masagüa – EMEM-, ya que está referida al estudio de la legislación existente aplicable al Subsector Eléctrico relacionado con la naturaleza de la PCH y con la actividad económica que desarrollará: la producción de electricidad. El estudio legal, se refiere a los aspectos legales necesarios para la constitución y formalización de la empresa.

4.1.1 Fases para la constitución de la Empresa Municipal de Electricidad

El proyecto hidroeléctrico se localiza en un área de dominio público, catalogada como bien del Estado y como tal es factible la formación de una empresa generadora de energía eléctrica, tanto por su localización como por el servicio que producirá.

En tal sentido, y luego de contar con la denominación de la empresa, el monto de la inversión, la participación de los representantes comunitarios de los lugares poblados directamente beneficiados, autoridades municipales y potenciales inversionistas, el Concejo Municipal emitirá la ordenanza y reglamentación de creación de la Empresa Municipal de Electricidad de la Municipalidad de Masagüa –EMEM-,¹³ para la generación de energía eléctrica a través del recurso natural renovable agua, considerando los siguientes aspectos:

- **Integración y Administración de la EMEM.** La empresa será administrada por una Junta de Administración nombrada por el Concejo Municipal, integrada por representantes, titular y suplente, de la Municipalidad de Masagüa, de los inversionistas privados y de los grupos representativos locales. Será responsable de las operaciones de financiamiento, operación, mantenimiento y administración. De lo actuado deberá dar cuenta al Concejo Municipal.
- **Facultades de la Junta de Administración.** De conformidad con los lineamientos emanados del Concejo Municipal, para que la empresa que se crea funcione adecuadamente, se faculta a la Junta de Administración para:
 - a) Establecer las áreas físicas de oficinas que deberán funcionar separadamente de las actuales dependencias Municipales.
 - b) Efectuar los registros de inscripción que correspondan.

¹³ Constitución Política de la República de Guatemala. Capítulo VII, Artículo 253.

- c) Contratar al personal profesional, técnico y operativo idóneo para el adecuado funcionamiento de la empresa.
- d) Nombrar al Gerente de Planta, el que a su vez tendrá la Representación Legal.
- e) Efectuar los registros contables utilizando los documentos de soporte correspondientes.
- **Fideicomiso de Inversión y Operaciones.** La Junta de Administración deberá efectuar las diligencias para la constitución de un fideicomiso de inversión y operaciones, el cual tendrá a su cargo la administración de los recursos financieros para la ejecución de obras y para la operación de la planta. En este proceso, la figura legal del Fideicomitente corresponde a la EMEM, el Fideicomisario corresponde a la empresa ejecutora del proyecto bajo la modalidad de contrato BOOT durante la fase de concesión para la construcción y a la EMEM durante la fase de operación y mantenimiento de la planta, en tanto que el Fiduciario será un Banco del sistema financiero nacional. La Junta de Administración deberá adjudicar la contratación de los servicios del banco fiduciario a través de un proceso de licitación pública nacional.
- **Concesión BOOT de la PCH Río La Virgen.** La construcción de la planta será dada en concesión a una empresa constructora bajo la modalidad de contrato BOOT. La responsabilidad del proceso de adjudicación de dicha empresa será de la Junta de Administración mediante licitación pública nacional.
- **Contrato PPA y precio de la energía.** De conformidad con el Contrato de Suministro de Energía que se suscriba entre la Empresa Municipal de Electricidad –EMEM- y el Instituto Nacional de Electrificación –INDE- se establece un precio de cuatro mil doscientos treinta y cinco diezmilésimas de quetzal (Q 0.4235) por kilovatio hora, valor sin IVA. Las condiciones contractuales están contenidas en el punto 2.6 Plan Estratégico de Comercialización, del Estudio de Mercado.

La suscripción de contratos PPA / BOOT servirá de soporte legal para la creación y funcionamiento de la empresa proyecto, al esquema de financiamiento, a la construcción de la planta y a las operaciones de compra venta de potencia y energía eléctrica.

4.2 Marco legal para el funcionamiento de la PCH

a) Ley General de Electricidad

1. Principios de la Ley General de Electricidad:

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

2. Figura legal para la realización de la actividad de Generación:

- Autoproducción
- Generador

3. Requisitos relacionados con la autorización para generar electricidad:

- Generación eléctrica menor a 5 MW, no requiere autorización para la utilización del recurso hidráulico.
- Realización de Estudios de Impacto Ambiental.
- Obligación de pronunciamiento del MARN en 60 días

4. Servidumbres legales de utilidad pública. Tipos de predios sobre los que se puede constituir:

- Privados
- De Dominio Público

5. Trámite de constitución de servidumbres Artículos 35 a 42 de la LGE

- Solicitud a MEM.
- MEM lo hace del conocimiento de los propietarios a través de Municipalidades.
- El interesado realiza los trámites y negociación directamente con propietario.
- En caso de oposición del propietario, se levanta acta notarial.

- Se hace del conocimiento de MEM, para que declare la constitución de la servidumbre legal de utilidad pública. Previo a la declaración debe darse audiencia al propietario del bien.
- Si se declara la servidumbre legal de utilidad pública, se certifica y puede acudir el interesado a que mediante el trámite de un incidente, un Juez de Instancia competente declare la servidumbre forzosa, además de determinar la indemnización a cancelar al propietario de la finca.
- Actualmente la Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE- trabaja en la Norma de Generación Distribuida, dirigida a regular la utilización de los recursos energéticos dispersos y su acceso a las redes de distribución. La normativa contempla las plantas menores de 5 MW (microhidroeléctricas, moto generadores alimentados con biocombustibles, sistemas fotovoltaicos y de viento con sistema de almacenaje en baterías) a ser conectadas en media y baja tensión. Con referencia a la calidad en la prestación del servicio, esta generación de electricidad no pretende afectarla, sino mejorarla y reducir las pérdidas en el sistema de transmisión y distribución.

b) Requisitos de Estudios de Impacto Ambiental Para PCH's

- Carta de presentación del Proyecto firmada por el Representante Legal
- Dirección del Proyecto
- Fotocopia del NIT
- Declaración Jurada del Consultor Firmada
- Certificación del Registro de la Propiedad
- Fotocopia Nombramiento del Representante Legal
- Fotocopia de la Cedula de Vecindad
- Fotocopia de Patente de Comercio de la Entidad
- Documento completo en CD
- Certificación de Colegiado Activo del Consultor
- Registro Actualizado del Consultor ante el MARN.

c) Ley de protección y mejoramiento del medio ambiente (Decreto 68-86)

Art. 8 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 a 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 aprobado por el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales.

El funcionario que omitiere exigir el estudio de Evaluación de Impacto Ambiental de conformidad con este artículo será responsable personalmente por incumplimiento de deberes, así como el particular que omitiere cumplir con dicho estudio de Evaluación de Impacto Ambiental será sancionado con una multa de Q. 5,000.00 a Q. 100,000.00. En caso de no cumplir con este requisito en término de seis meses de haber sido multado, el negocio será clausurado en tanto no cumpla.

d) Ley de incentivo para el desarrollo de proyectos de energía renovable.

Tiene por objeto promover el desarrollo de proyectos de energía renovable y establecer los incentivos fiscales, económicos y administrativos para el efecto. Las exenciones tienen un plazo de 10 años contados a partir de la Fecha de Inicio de Entrega (FIE) que es cuando el proyecto inicia la operación comercial. Estas son las siguientes:

- Derechos arancelarios para importaciones, incluyendo el IVA.
- Impuesto sobre la Renta
- IETAP

e) Código de Comercio, Decreto 2-70

Art. 137. Sociedades Mercantiles. Indica que la inscripción de las sociedades comerciales se hará con base en el testimonio correspondiente, el que integra la forma de organización, domicilio, denominación, objeto, plazo de duración. Regula la constitución del fideicomiso.

f) Ley del IVA, Decreto 27-92 y sus Reformas – Ley del Impuesto sobre la Renta, Decreto 26-92.

La aplicación de estas Leyes es a partir del 11o. año de operación de la PCH, puesto que durante los primeros 10 años goza de los beneficios de la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable.

4.3 El Protocolo de Kyoto en el contexto local.

Los países en desarrollo a través de la utilización de la energía renovable como fuente de generación eléctrica, pueden acceder al programa de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) sobre Certificados de Reducción de Emisiones (CER's) que describe el Protocolo de Kyoto en su Artículo 12. La utilización de energía renovable permite reducir la cantidad de combustibles fósiles consumidos y por ende la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI) que causan el calentamiento global.

El calentamiento global es un fenómeno que ha producido respuesta y acciones internacionales. En 1992 fue firmada en Río de Janeiro, la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) por 154 países, entre estos Guatemala.

En 1995, los países firmantes de la CMNUCC, denominados Conferencia de las Partes (COP), celebraron su primera sesión en Berlín (la COP-1) en donde se negoció el programa piloto: Actividades de Implementación Conjunta (AIC), el cual tiene la función de establecer protocolos, los cuales son acuerdos más específicos de definición de compromisos concretos en cuanto a reducción de GEI.

Guatemala firmó y ratificó el Protocolo de Kyoto en 1998 y 1999, respectivamente. El Protocolo de Kyoto establece límites sobre las emisiones de seis GEI para 38 países industrializados y de economías en transición, conocidos como los países del Anexo B (economías emergentes, países de África y Asia).

Bajo el Protocolo de Kyoto los países del Anexo B están obligados legalmente a reducir sus emisiones colectivas. El Protocolo creó el Mecanismo de Desarrollo Limpio –MDL-, el cual permite a los proyectos de países en vías de desarrollo generar Reducciones Certificadas de Emisiones (RCEs) para ser vendidas a los países compradores: Australia, Japón, Nueva Zelanda, Holanda, Estados Unidos, Canadá, entre otros. Es por esto que para un desarrollador de proyectos energéticos en un país en vías de desarrollo, la reducción de GEI a través de la utilización de energía renovable, puede convertirse en "créditos de carbono" ó reducciones certificadas de emisiones (RCEs), las cuales pueden tener potencialmente un valor monetario de entre € 3.5 y € 14.0 valores que están en función de la volatilidad de los precios por las asignaciones en el mercado oferente, si estas son cuantificables, verificables y si es posible monitorearlas.

Guatemala no cuenta con legislación específica sobre transacciones de carbono. Sin embargo, ha firmado y ratificado el Protocolo de Kyoto y la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). Al ratificar la CMNUCC, Guatemala adquirió el compromiso de preparar un 42 inventario nacional de GEI, creando y ejecutando programas nacionales y regionales

para mitigar el cambio climático y promover programas de conservación, investigación científica y educación.

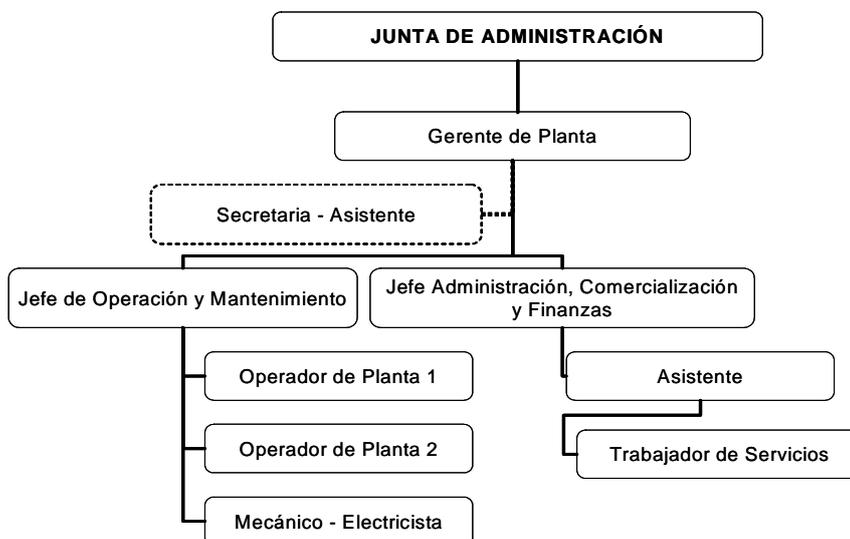
En 1996 fue creada la Oficina Guatemalteca de Implementación Conjunta 43 –OGIC- para ejecutar el programa de Implementación Conjunta de Guatemala, cuya función es promover la inversión en los proyectos de implementación mediante el establecimiento de las condiciones legales, políticas, técnicas y financieras requeridas.

También es responsable de la evaluación y aprobación de los proyectos propuestos por los diferentes sectores y extender los permisos gubernamentales para la ejecución de tales proyectos. Esta oficina tiene una Junta Directiva integrada por el Ministerio de Agricultura y Ganadería –MAGA-, el Ministerio de Energía y Minas-MEM-, y el Comité Nacional sobre Cambio Climático, que representan al sector gubernamental. La junta también incluye representantes de Universidades (sector académico), a la Asociación Nacional de Organizaciones no Gubernamentales de los Recursos Naturales y el Medio Ambiente –ASOREMA-, y la Fundación Guatemalteca para el Desarrollo (FUNDESA), que representa al sector privado.

4.4 Estructura administrativa

Realizar el Estudio Administrativo es uno de los componentes de mayor relevancia dentro de la Prefactibilidad del proyecto hidroeléctrico, ya que si la estructura administrativa es funcionalmente efectiva, las probabilidades de éxito son sostenibles a lo largo de la vida útil de los componentes de la planta hidroeléctrica. La elaboración del estudio se inicia con la construcción de un organigrama funcional, ver Figura 4.1, y se sigue con la asignación de funciones y responsabilidades del recurso humano involucrado.

FIGURA 4.1 ORGANIGRAMA FUNCIONAL DE LA PCH



4.5 Descripción y perfil de puestos

La administración, operación y mantenimiento de la nueva empresa, estará a cargo de 9 personas, las que ejecutarán las directrices emanadas de la Junta de Administración con la finalidad de lograr la factibilidad funcional - administrativa y alcanzar el objetivo propuesto.

Con el Manual de Descripción de Puestos, que es el conjunto de datos contenidos en la identificación de cada puesto, que tiene por objeto el control y la administración del Recurso Humano de la central hidroeléctrica, de acuerdo con las disposiciones de carácter legal, se establecerán aspectos como la naturaleza del puesto, las responsabilidades y características y los requisitos para el desempeño de las funciones y atribuciones.

La Gerencia de Planta es la instancia de administración general de mayor jerarquía, con la representación legal, tiene bajo su responsabilidad, ejecutar y controlar el cumplimiento de los objetivos estratégicos y disposiciones que emanen del organismo superior que es la Junta de Administración.

Hay dos jefaturas: La de operación y mantenimiento –O&M- y la de Administración, Comercialización de Energía Eléctrica y Finanzas –ACF-. Los encargados serán los responsables de su implementación con la colaboración del personal de apoyo, que en el primer caso son los operadores de planta 1 y 2 con la asistencia de un mecánico electricista. Para el segundo caso, la Jefatura de ACF contará con la colaboración de un asistente que tendrá además bajo su cargo al Trabajador de Servicios. En este apartado es importante indicar que la responsabilidad primordial del Jefe ACF es coordinar las actividades administrativas, el control de la medición comercial de la energía eléctrica para efectos de facturación y las operaciones financieras que incluyen los controles contable y presupuestario. Asimismo, la secretaria asistente tendrá bajo su responsabilidad brindar el apoyo logístico y secretarial a todo el personal de la planta.

Para el cálculo de sueldos del personal técnico y administrativo, se tomaron en cuenta los siguientes factores: Dificultad Técnica, Responsabilidad, Dedicación, Incompatibilidad y las Remuneraciones en el Subsector eléctrico, los que en conjunto definen la estructura salarial para cada puesto. El monto de las prestaciones laborales son el 42.86% del sueldo asignado a cada puesto, de las que el Bono 14, el Aguinaldo y el pago por indemnización es de 8.33% para cada componente de prestaciones; el pago de IRTRA e INTECAP es del 1% cada uno, la cuota patronal IGSS es del 10% y el pago por concepto de vacaciones es de 5.87%.¹⁴

¹⁴ www.mintrabajo.gob.gt

MANUAL DE DESCRIPCIÓN DE PUESTOS		HOJA 1 DE 8
TITULO	Gerente de Planta	CÓDIGO PCH-01A-GP
NATURALEZA DEL PUESTO		
Dirige, supervisa y controla las actividades profesionales de planificación, administración, finanzas, comercialización y mantenimiento de la central hidroeléctrica.		
RESPONSABILIDADES		
Supervisa un total de ocho empleados. Labora con independencia profesional, de acuerdo con las políticas que dicta el Consejo Municipal. Se le evalúa por resultados e informes de las actividades en general dentro de la planta. Vela por el cumplimiento de los objetivos del proyecto. Mantiene la calidad técnica en la entrega de la energía eléctrica y oportuna. Coordina y establece estrategias en las actividades de administración, comercialización de energía eléctrica, operación y mantenimiento de la planta. Presenta informes al Consejo Municipal, sobre las actividades en general. Realiza otras tareas propias del cargo.		
REQUISITOS		
Ingeniero Mecánico Electricista. Tres años de experiencia en la ejecución de labores relacionadas con el cargo. Facilidad de expresiones oral y escrita y buenas relaciones interpersonales. Experiencia en supervisión de personal. Conocimientos del equipo de computación y programas en uso. Requisito Legal Obligatorio: Incorporado al colegio profesional correspondiente.		
JEFE INMEDIATO	DEPENDIENTES	
Consejo Municipal	Jefe de ACF, Jefe OM, Operadores de Planta, Mecánico Electricista, Secretaria Asistente y Trabajador de Servicios	

MANUAL DE DESCRIPCIÓN DE PUESTOS		HOJA 2 DE 8
TITULO	Jefe de Administración, Comercialización y Finanzas	CÓDIGO PCH-02B-ACF
NATURALEZA DEL PUESTO		
Proporciona apoyo directo al Gerente de Planta en la planificación, supervisión, coordinación y ejecución de las actividades y procesos administrativos, de comercialización de energía eléctrica y financieros.		
RESPONSABILIDADES		
Actúa con independencia y discrecionalidad en los asuntos propios de su campo de trabajo siguiendo instrucciones emanadas del Gerente de Planta. Le corresponde supervisar a un asistente y a un trabajador de servicios. Está designado como puesto de confianza lo cual le exige laborar eventualmente tiempo extraordinario. Se le evalúa mediante informes que presenta y la apreciación de los resultados obtenidos. La índole de su trabajo le exige relaciones constantes con la población en general.		
REQUISITOS		
Tercer año de Licenciatura en una carrera de las Ciencias Económicas (Administración de Empresas, Economía, Contador Público y Auditor) u otra que lo faculte para el desempeño del puesto. Tres años de experiencia en labores relacionadas con el puesto. Conocimientos del equipo de computación y programas en uso. Excelentes relaciones humanas y habilidad para supervisar personal.		
JEFE INMEDIATO	DEPENDIENTES	
Gerente de Planta	Asistente ACF, Trabajador de Servicios	

MANUAL DE DESCRIPCIÓN DE PUESTOS		HOJA 3 DE 8
TITULO	Jefe de Operación y Mantenimiento	CÓDIGO PCH-03C-OM
NATURALEZA DEL PUESTO		
Planifica y ejecuta labores en la actividad de operación de la pequeña central hidroeléctrica y su mantenimiento.		
RESPONSABILIDADES		
<p>Sigue las instrucciones precisas en el trabajo que realiza. Atiende eventualidades de su área. Elabora programas de operación y mantenimiento de las máquinas y el equipo. Vigila el funcionamiento de los equipos. Da mantenimiento preventivo y correctivo a la PCH. Administra el inventario de repuestos, materiales, combustibles, lubricantes y accesorios a utilizar en la planta. Elabora reportes de generación, fallas, mantenimientos, etc. Dirige, coordina y supervisa al personal bajo su responsabilidad. Es evaluada su labor mediante la observación directa. Acata y formula estrictamente las normas de seguridad e higiene industrial.</p>		
REQUISITOS		
<p>Tercer año de la carrera de Ingeniería Mecánica – Eléctrica. Tres años de experiencia en labores relacionadas con el puesto. Conocimientos del equipo de computación y programas en uso. Buenas relaciones humanas y habilidad para el control y supervisión de personal.</p>		
JEFE INMEDIATO	DEPENDIENTES	
Gerente de Planta	Operador de Planta 1, Operador de Planta 2, Mecánico Electricista.	

MANUAL DE DESCRIPCIÓN DE PUESTOS		HOJA 4 DE 8
TÍTULO	Asistente Administración, Comercialización y Finanzas (ACF)	CÓDIGO PCH-04D-A/ACF
NATURALEZA DEL PUESTO		
Ejecuta labores de apoyo en la revisión, cálculo y trámite en materia de la comercialización de electricidad, de adquisición de bienes y servicios, planificación, asuntos administrativos, contables, financieros y presupuestarios.		
RESPONSABILIDADES		
Sigue métodos y procedimientos de trabajo relacionados con las actividades inherentes a su cargo. Su labor es evaluada mediante la observación directa del trabajo que ejecuta y la apreciación de los resultados obtenidos.		
REQUISITOS		
Segundo año aprobado de una carrera universitaria que lo faculte para el desempeño del puesto o preparación equivalente, Perito Contador de preferencia. Dos años de experiencia en labores relacionadas con el puesto. Conocimientos del equipo de computación y programas en uso. Facilidad de expresión verbal.		
JEFE INMEDIATO	DEPENDIENTES	
Jefe Administración, Comercialización y Finanzas (ACF)	Trabajador de Servicios	

MANUAL DE DESCRIPCIÓN DE PUESTOS		HOJA 5 DE 8
TÍTULO	Operador de Planta 1	CÓDIGO PCH-05E-OP
NATURALEZA DEL PUESTO		
Opera la planta y realiza los Mantenimientos Preventivos y Correctivos. Lleva el control y registro de los parámetros de medición de la PCH.		
RESPONSABILIDADES		
Labora con independencia siguiendo instrucciones de carácter general. Ocasionalmente debe trasladarse a diferentes áreas de la PCH dentro del desarrollo y desempeño de sus funciones. En la ejecución de sus tareas le corresponde laborar en turnos rotativos. Se le evalúa por el análisis de informes y la apreciación de los resultados obtenidos.		
REQUISITOS		
Bachiller industrial, Perito en Mecánica General y/o en Electricidad o de una carrera que lo faculte para el desempeño del puesto. Dos años de experiencia en funciones propias de su puesto. Conocimientos del equipo de computación y programas en uso. Buenas relaciones humanas.		
JEFE INMEDIATO	DEPENDIENTES	
Jefe Operación y Mantenimiento (OM)	No aplica	

MANUAL DE DESCRIPCIÓN DE PUESTOS		HOJA 6 DE 8
TITULO	Mecánico - Electricista	CÓDIGO PCH-06F-ME
NATURALEZA DEL PUESTO		
Ejecutar diversas labores en el control, manejo y mantenimiento de equipo mecánico, electromecánico.		
RESPONSABILIDADES		
Le corresponde desplazarse a diferentes lugares en donde se ubica la PCH. Sigue instrucciones de tipo general, bosquejos o planos. Debe observar estrictamente las normas de Seguridad establecidas. Su labor es evaluada mediante la observación directa del trabajo que ejecuta y la apreciación de los resultados obtenidos.		
REQUISITOS		
Bachiller Industrial o Perito en Mecánica General y/o en Electricidad. Acreditar dos años de experiencia en la ejecución de labores relacionadas con su puesto. Habilidad en el manejo de herramientas.		
JEFE INMEDIATO	DEPENDIENTES	
Jefe OM	No aplica	

MANUAL DE DESCRIPCIÓN DE PUESTOS		HOJA 7 DE 8
TITULO	Secretaria - Asistente	CÓDIGO PCH-07G-SA
NATURALEZA DEL PUESTO		
Asiste al Consejo Municipal, al Gerente de Planta y a los Jefes de ACF y OM, en la ejecución de labores secretariales y administrativas de la planta.		
RESPONSABILIDADES		
Su labor requiere de conocer la organización administrativa de la planta y especialmente de las áreas de administración, finanzas y comercialización. Su actividad laboral es evaluada mediante el análisis de informes verbales y reportes que brinda a sus superiores.		
REQUISITOS		
Secretaria Bilingüe. Un año de experiencia en labores de oficina. Habilidad para redactar y tomar dictado y digitalización de información en forma clara y precisa. Adiestramiento formal en prácticas de equipo electrónico y de computación en uso. Conocimiento en el manejo de programas de cómputo (Word, Excel, Power Point) Conocimientos básicos de inglés y sobre los procesos que se llevan a cabo en la planta. Buenas relaciones humanas.		
JEFE INMEDIATO	DEPENDIENTES	
Gerente de Planta	No aplica	

MANUAL DE DESCRIPCIÓN DE PUESTOS		HOJA 8 DE 8
TÍTULO	Trabajador de Servicios	CÓDIGO PCH-08H-TS
NATURALEZA DEL PUESTO		
<p>Ejecuta labores de distribución de correspondencia y documentación muy variada, mediante la utilización de un vehículo automotor liviano o una motocicleta. Da mantenimiento y limpieza a las instalaciones administrativas y de la planta en general.</p>		
RESPONSABILIDADES		
<p>Distribuye documentación variada en instituciones públicas o privadas relacionadas con el rol Empresa Eléctrica Municipal. Hace depósitos de dinero y recoge correspondencia en apartados postales para efectos de clasificación, anotación y distribución por dependencia. Lleva el respectivo control de entrega de documentos a su destinatario. Colabora en la realización de algunas labores de oficina, como sellar, rotular documentos y hacer anotaciones varias. Proporciona el adecuado mantenimiento al vehículo asignado para la ejecución de las labores. Realizar otras tareas propias del cargo. Conduce una motocicleta o vehículo automotor liviano. Recibe instrucciones precisas.</p>		
REQUISITOS		
<p>Educación General Básica. Un año de experiencia en labores relacionadas con el puesto. Tener iniciativa y buenas relaciones personales. Requisito Legal Obligatorio: Poseer Licencia para conducir motocicleta o vehículo automotor liviano.</p>		
JEFE INMEDIATO	DEPENDIENTES	
Asistente ACF	No aplica	

RESUMEN

La finalidad del Estudio Administrativo – Legal es asegurar el óptimo funcionamiento de la PCH desde el punto de vista de su administración dentro de un marco legal vigente en el que las operaciones de la empresa de generación eléctrica se han adaptado convenientemente.

El estudio está estructurado en dos partes: La estructura administrativa – legal, la cual está directamente relacionada con las formas de sociedad empresarial dentro de las cuales puede operar la PCH dentro de un esquema de desarrollo social con propiedad municipal, en este caso, del Municipio de Masagua, Departamento de Escuintla.

En esta parte del estudio se consideran además las fases para la constitución de la Empresa Municipal de Electricidad de la Municipalidad de Masagua –EMEM-, las fases van desde la ordenanza y reglamentación por parte del Concejo Municipal para la creación de la empresa, la integración de la Junta de Administración con las principales responsabilidades, hasta la constitución del fideicomiso de inversión y operaciones para la administración eficiente de los recursos financieros para la construcción y operación de la planta, soportados por contratos PPA / BOOT.

El marco legal para el funcionamiento de la PCH es parte de la estructura del Estudio Administrativo – Legal y principalmente se hace referencia a la Ley General de Electricidad Decreto 93-96 del Congreso de la Republica, la que se encuentra vigente a partir del 16 de noviembre de 1996, así como su reglamento contenido en el Acuerdo Gubernativo No. 256-97 de fecha 21 de marzo de 1997.

También se consideran los aspectos legales relacionados con el tema ambiental, sus requisitos y procedimientos para obtención de las autorizaciones correspondientes. Se elaboraron breves análisis de la Ley de Protección y Mejoramiento del Medio Ambiente, Decreto 68-86, y de la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable; así también se toma en cuenta lo estipulado en el Código de Comercio (Decreto 2-70) y la Ley del IVA (Decreto 27-92 y sus reformas) y la Ley del Impuesto sobre la Renta, (Decreto 26-92).

Es importante, por aparte, anotar que Guatemala firmó y ratificó en 1998 y 1999 respectivamente el Protocolo de Kyoto el cual se refiere al establecimiento de límites sobre las emisiones de seis gases de efecto invernadero para 38 países industrializados y para economías en transición. En este sentido, el pequeño proyecto hidroeléctrico puede acceder al programa de Mecanismo de Desarrollo Limpio –MDL- sobre Certificados de Reducciones de Emisiones –CER’s-, descrito también en el protocolo mencionado, dado que la utilización de energía renovable permite reducir la cantidad de

combustibles fósiles consumidos en la generación eléctrica y la emisión de gases de efecto invernadero que causan el calentamiento global.

La segunda parte del Estudio Administrativo – Legal se refiere a la Estructura Administrativa básica para el desarrollo del funcionamiento efectivo de la planta, se inicia con la construcción del organigrama funcional que considera la creación de los puestos y las líneas jerárquicas principalmente. Seguidamente y para finalizar el presente estudio, se incluye la descripción y perfil de puestos con los salarios asignados a cada puesto con el componente de prestaciones laborales correspondiente.

5. EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –EIA–

El objetivo planteado al elaborar el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de la Construcción, Montaje y Operación de la Pequeña Central Hidroeléctrica Río La Virgen, Masagua, Escuintla, es el de formular las medidas precautorias que se deben adoptar en las Fases de Construcción y Montaje y en la Fase de Operación y Mantenimiento del proyecto hidroeléctrico, con la finalidad de identificar los impactos ambientales positivos y negativos que se originen durante dichas etapas y de esta manera compensarlos, mitigarlos, atenuarlos o eliminarlos. Del desarrollo del estudio es posible además, obtener las medidas adecuadas para potenciar los impactos positivos resultantes. Las líneas de acción para el desarrollo del EIA, se anotan a continuación:

- Identificación de las actividades derivadas de la PCH que pueden generar impactos ambientales.
- Elaboración de la caracterización del área de influencia directa.
- Identificación, evaluación e interpretación de los impactos ambientales
- Plantear las medidas adecuadas en el Plan de Gestión Ambiental que permitan corregir los impactos negativos significativos, así como para fortalecer los impactos positivos.

El EIA responde a los requerimientos de la legislación ambiental nacional y local existente, anotadas en el Estudio Administrativo y Legal, y a los intereses de los habitantes de los lugares poblados y de las organizaciones representativas locales como la Alcaldía del Municipio de Masagüa, la Alcaldía Auxiliar ubicada en la Urbanización Torremolinos y otros.

5.1 Metodología

Existen varios métodos para Evaluación de Impacto Ambiental, entre estos se tienen los siguientes: Índices e Indicadores Ambientales que describen el Medio Ambiente Afectado, Matriz RIAM, el sistema de Evaluación Ambiental Battelle para Evaluación Global, El Método Leopold para Evaluación Global, Método de Indicadores Característicos, Método de Deán & Nishry.

El método RIAM es el que se utilizará en la EIA de la PCH, este es una herramienta para organizar, analizar y presentar los resultados integrados de una Evaluación de Impacto Ambiental. Los impactos de las actividades originadas por el proyecto, tanto en la fase de construcción y montaje como de operación y mantenimiento, se evaluaron contra los componentes ambientales, y para cada componente fue determinado un valor total (utilizando criterios definidos), lo que proporciona una medida del impacto en el ambiente esperado para cada componente.

5.1.1 Criterios de Evaluación

Los criterios de evaluación están contenidos en el Tabla 5.1.

Tabla 5.1 Criterios para Evaluación de Impacto Ambiental

Categoría	Escala	Descripción
A1: Importancia de la condición	4	De importancia nacional / de interés internacional
	3	De importancia regional / de interés nacional
	2	De importancia a áreas inmediatas fuera de la condición local
	1	De importancia solamente a la condición local
	0	No importante
A2: Magnitud del cambio /efecto	+3	Beneficios positivos mayores
	+2	Mejoramiento significativo en “status quo”
	+1	Mejoramiento en “status quo”
	0	No cambio / “status quo”
	-1	Cambio negativo en “status quo”
	-2	Cambios negativos significativos
	-3	Cambios negativos mayores
B1: Permanencia	1	No cambio / no aplicable
	2	Temporal
	3	Permanente
B2: Reversibilidad	1	No cambio / no aplicable
	2	Reversible
	3	Irreversible
B3: Acumulativo	1	No cambio / no aplicable
	2	No acumulativo /sencillo
	3	Acumulativo /sinérgico

FUENTE: PASTAKIA, CHRISTOPHER M.R. 2001. “The Rapid Impact Assessment Matrix (RIAM). DHI Water & Environment Horsholm, Denmark”.

5.1.2 Componentes ambientales

El modelo RIAM requiere de una evaluación específica de los componentes a ser definidos a través del proceso de “scoping”¹⁵, estos componentes ambientales deberán estar en cada una de las cuatro categorías, con su respectiva identificación para efectos de análisis gráfico, los que se describen a continuación:

- **Físico / Químico (FQ) –Negro -**
Cubre todos los aspectos físicos y químicos del medio ambiente.
- **Biológico / Ecológico (BE) –Gris medio-**
Cubre todos los aspectos biológicos y ecológicos del medio ambiente
- **Sociológico / Cultural (SC) –Gris oscuro-**
- Cubre los aspectos humanos del medio ambiente, desde el punto de vista social y cultural.
- **Económico / Operacional (EO) –Gris claro-**
Identifica las consecuencias económicas de los cambios ambientales, tanto temporales como permanentes.

5.1.3 Evaluación de resultados

Para utilizar el sistema de evaluación, se produce una matriz para cada fase del proyecto hidroeléctrico, fase de Construcción y Montaje y fase de Operación, creando celdas que muestran los criterios utilizados en conjunto con cada componente definido. De las fórmulas anteriormente definidas, el modelo calcula el puntaje ambiental para cada componente, los que sumados proporcionan el resultado final.

Con el objeto de proveer una evaluación completa, los puntajes individuales son clasificados en bandas de rangos a efecto de que puedan ser comparados entre sí.

La tabla siguiente, Rango de Evaluación de Resultados, proporciona los rangos establecidos para la conversión de los puntajes obtenidos, los que se encuentran entre los valores de mas / menos 108. En tanto que la banda de rangos es de mas / menos E.

¹⁵ Es el alcance, es el radio de acción de la EIA definido en los Términos de Referencia establecidos con base en la legislación ambiental.

Tabla 5.2 Rango de Evaluación de Resultados

Puntaje Ambiental (ES)	Banda de Rangos (RB)	Descripción de la Banda de Rangos
+72 a + 108	+E	Cambios /impactos positivos mayores
+36 a + 71	+D	Cambios /impactos positivos significativos
+19 a + 35	+C	Cambios /impactos positivos moderados
+10 a + 18	+B	Cambios /impactos positivos
+ 1 a + 9	+A	Cambios /impactos ligeramente positivos
0	N	No cambios /"status quo" / no aplicable
- 1 a - 9	- A	Cambios /impactos ligeramente negativos
- 10 a - 18	- B	Cambios /impactos negativos
- 19 a - 35	- C	Cambios /impactos negativos moderados
- 36 a - 71	- D	Cambios /impactos negativos significativos
- 72 a - 108	- E	Cambios /impactos negativos mayores

FUENTE: PASTAKIA, CHRISTOPHER M.R. 1998. *The Rapid Impact Assessment Matrix (RIAM)*. DHI Water & Environment Horsholm, Denmark.

Una vez los punteos son clasificados, estos pueden ser mostrados individualmente o agrupados de acuerdo con el tipo de componente y presentados en forma numérica o gráfica. El proceso completo del RIAM ha sido desarrollado a través de un esquema computarizado.

5.2 Descripción de las características ambientales

Se describen en este apartado, las condiciones actuales y de carácter general del área del proyecto hidroeléctrico, por lo tanto es necesario conocer -para fines de la EIA- además de las características

propias del proyecto de la PCH, las condiciones del medio ambiente del área en el que este será desarrollado. El método utilizado distingue entre los recursos ambientales naturales y los recursos de uso humano originados en el aprovechamiento de los recursos naturales, clasificando los valores ambientales en tres niveles: 1, Medio Físico, 2 Medio Biótico y 3 Medio Humano, Valores de Uso Humano y Calidad de Vida.

Para efectos de la EIA, el área de influencia directa abarca desde la presa de derivación (toma) en el Río La Virgen hasta el sitio Peña Blanca, lugar de ubicación de la casa de máquinas (entrega de agua) distante a 870 metros. Asimismo, el área de influencia indirecta está determinada por las poblaciones a las que la PCH proporcionará la energía eléctrica.

5.2.1 Descripción del medio físico

Lo conforman las aguas superficiales, el clima local y la temperatura, humedad relativa y la precipitación pluvial.

5.2.1.1 Recursos hídricos

Las aguas superficiales del área, están constituidas por el Río La Virgen, cuyos caudales medios durante las épocas húmeda y seca, son de 20.28 m³/seg y 8.88 m³/seg, respectivamente, en tanto que el caudal medio del año es de 14.58 m³/seg. El caudal máximo es de 45.31 m³/seg, observado en el mes de septiembre, y en el mes de abril, ocurre el punto de agotamiento, con un caudal de 0.73 m³/seg.

5.2.1.2 Recursos atmosféricos

Las condiciones climáticas del área del proyecto hidroeléctrico, presentan variaciones relacionadas fundamentalmente con las características propias de la zona. El carácter del clima es cálido húmedo, la temperatura tiene una media anual de 25°, con variación mínima de 3.8° entre los meses menos cálidos (noviembre-enero, con temperaturas promedio de 23.9°) y los meses más calurosos (marzo, abril y mayo, con temperaturas medias de 35°). La distribución diaria de la temperatura sigue una curva que alcanza los valores máximos entre las 12:00 y las 15:00 horas y los valores mínimos entre las 19:00 y las 07:00 horas. En el municipio de Masagua, la precipitación pluvial oscila entre 703 a 2,063 mm anuales, siendo los meses lluviosos de abril a octubre, con los últimos dos meses como los que tienen mayores precipitaciones. La precipitación es en promedio de 109 a 115 días de lluvia.

La humedad relativa, puede llegar hasta 90%, de acuerdo con el régimen de lluvias. Las fluctuaciones diarias que se observan tienen una variación entre la tarde-noche y la madrugada

(17:00 a 06:00), llegando a tener valores cercanos a la saturación. La humedad relativa a medio día es relativamente poca.

5.2.2 Recursos de tierra

5.2.2.1 Geología y Geomorfología

El sitio donde se ha proyectado ubicar la presa es bastante favorable desde el punto de vista topográfico y geológico. Las rocas que afloran en el sitio son de origen ígneo, dentro de las cuales se pueden mencionar principalmente basaltos y/o andesitas conjuntamente con filitas. Los basaltos se encuentran sanos y presentan excelentes condiciones mecánicas para la cimentación de la presa. El grado de fracturación es moderado. También afloran depósitos aluviales y coluviales, los cuales parecen tener un espesor mayor de 1 metro.

El canal de conducción también estará en roca basáltica competente, a lo largo de su ruta atravesará por rocas intrusivas (granito y granodiorita, grava y dioritas), las cuales presentan excelentes condiciones geotécnicas, la cobertura que tendrá será bastante grande, lo cual favorecerá las condiciones de estabilidad.

La casa de maquinas estará situada sobre una terraza fluvial en la margen izquierda del Río La Virgen. Las laderas son bastante estables y consistentes, ante lo cual el peligro de derrumbes y/o deslizamientos podrá estar minimizado, sin embargo, estudios posteriores a nivel de Factibilidad, deberán verificar estas condiciones.

Por su parte, los riesgos de erosión o inestabilidad de tierras con relación a los cortes y rellenos que sean necesarios para la construcción de la PCH y demás obras, son prácticamente inexistentes.

5.2.2.2 Suelos

La zona de aprovechamiento hidroeléctrico tiene suelos de la serie Bucul de origen aluvial, a este corresponden las arcillas neutras de color café rojizo; además existen los suelos de textura franco arenosa que son de buena productividad agrícola y puede ser intensamente trabajados con cultivos limpios, especialmente con caña de azúcar.

5.2.3 Descripción del medio biótico

En este apartado se hace una descripción de los recursos ecológicos o biológicos naturales, fuera de la acción del ser humano, derivado de los recursos físicos. Principalmente se ha tomado en cuenta la cobertura vegetal, la fauna terrestre, los recursos acuáticos.

5.2.3.1 Cobertura vegetal

En la región de la costa sur se pueden identificar primordialmente dos zonas de vida: el bosque húmedo sub-tropical cálido y el bosque muy húmedo subtropical cálido. Sin embargo, en la actualidad es raro encontrar vegetación en estado natural, pues los bosques cedieron paso al cultivo de la caña de azúcar, el algodón, a los pastos. Con baja densidad se pueden encontrar algunas de las especies sobrevivientes: cedro, caoba, conacaste, matiliguaté, las cuales tienen un importante valor económico.

En el área directamente afectada por la construcción de las obras civiles, las tierras tienen una sobreutilización productiva, en la que sobresale el cultivo de la caña de azúcar. La cobertura forestal se compone de bosque selvático y variados cultivos, que sumado a la caña de azúcar se mezclan con zonas agrícolas ocupadas principalmente por granos básicos. Los principales cultivos son la caña de azúcar, banano, café, hule, cacao, cítricos, maíz, frijol, arroz, citronela. La especies forestales representativas son el corozo, volador, conacaste, puntero, mulato, castaño, hormigo, palo de marimba y mora.

5.2.3.2 Fauna terrestre y recursos acuáticos

La fauna natural de la zona de aprovechamiento hidroeléctrico comprende la presencia de comunidades de especies de vertebrados mamíferos pequeños como conejos e iguanas, y dentro de la avifauna se tiene las pericas, gavilanes y garzas; también hay comunidades de invertebrados como las serpientes, entre otros, característicos de la región.

Asimismo se pudo establecer la existencia de pequeños bancos de camarón, comunidades de caracol y algunas variedades de peces, los cuales no serán afectados por el cambio de régimen de la corriente de agua, dado que se ha establecido obligatoriamente un caudal ecológico necesario para el mantenimiento de la fauna acuática y el paisaje rural.

5.2.4 El medio humano: Valores de uso humano y calidad de vida

5.2.4.1 Sociodemografía

- **Población y Vivienda.** La población rural en las viviendas, está contenida en la Tabla 2.2. Al año 2007 con un total de 6,288 pobladores, la expectativa es que sean los potenciales consumidores de energía eléctrica generada por la Pequeña Central Hidroeléctrica. La tabla 2.1, Viviendas Rurales Próximos al proyecto hidroeléctrico, contiene el número de viviendas de las poblaciones que se encuentran en sus inmediaciones, las que en total son 10 poblaciones mas las viviendas dispersas alcanzan un total de 1,840 viviendas para el año 2,007.

- **Salud, asistencia social y educación.** El Ministerio de Salud Pública y Asistencia Social (MSPAS) cubre todas las comunidades rurales, a través de la presencia de personal capacitado como los Guardianes de Salud, las cuales forman parte de la estructura básica del Sistema Integrado de Atención en Salud (SIAS) para la vigilancia epidemiológica en la población. Los datos de cobertura, según el Sistema de Información del MSPAS establecen que existen Centros de Convergencia para la prestación de servicios de salud y asistencia social en El Jute, Málaga, Aurora y Malibú.

Por su parte, en el área de estudio, se proyecta la construcción de una escuela primaria, la que es promovida por habitantes de la Urbanización Torremolinos conjuntamente con el apoyo de la Alcaldía del Municipio de Masagua y maestros del lugar.

- **Red vial.** Masagua es uno de los municipios del Departamento de Escuintla y desde Guatemala, se puede acceder por la ruta nacional 3 o carretera Interoceánica CA-9 sur, que en el departamento une la cabecera, Escuintla, con el Puerto de San José. Es de aclarar que esta carretera quedó marginada por la construcción de la autopista hacia Puerto Quetzal, con lo que las poblaciones quedaron sobre una ruta ahora convertida en secundaria. El ferrocarril dejó de transitar hace años. La comunicación terrestre en las poblaciones y fincas, especialmente las dedicadas a la caña de azúcar, es a través de caminos vecinales que comunican con los ingenios. También existen veredas que comunican los poblados con la cabecera municipal o con los municipios vecinos. Además se tienen los accesos 1 y 2 que se encuentran dentro de la Urbanización Torremolinos.
- **Saneamiento básico.** Las poblaciones dentro del área de estudio no cuentan con un sistema de recolección y/o eliminación de las aguas servidas. Para darle una solución a este problema ambiental, es de carácter obligatorio y necesario la construcción de fosas sépticas, pozos de absorción y campos de oxidación dentro de cada unidad habitacional.

En cuanto al manejo de desechos sólidos, existe un sistema de recolección y disposición de los mismos, sin embargo, hay familias que a través de la incineración se deshacen de los residuos sólidos resultantes.

- **Agua potable y energía eléctrica.** El suministro de agua para consumo humano es proveído por la municipalidad de Masagua y las empresas que han desarrollado los complejos urbanísticos. Se estableció además que algunos pobladores se abastecen del agua proveniente de las fuentes superficiales.

En cuanto a la electricidad, se estableció que 1,840 viviendas disponen de algún tipo de alumbrado en sus hogares, de los cuales 1,221, alrededor del 66.3%, tienen electricidad; 14

viviendas tienen paneles solares, 163 utilizan el gas corriente como insumo para iluminación y 438 hogares utilizan la vela. Dentro de las poblaciones dispersas, 5 viviendas utilizan la leña para iluminación. Ver Tabla 2.3.

5.2.4.2 Economía local

La caña de azúcar es la principal producción del municipio y del área de explotación hidroeléctrica, también existen grandes extensiones de tierra dedicada a otras actividades productivas, como por ejemplo la ganadería. La actividad pecuaria se manifiesta tanto en la economía familiar de subsistencia (algún ganado mayor, algunas aves de corral), tanto como en la economía tecnificada.

La producción agrícola está referida al cultivo de maíz, caña, plátano, mango, papaya, piña, sandía, yuca y flores. Con excepción del maíz, producto de autoconsumo, las frutas, verduras y hortalizas se venden en la ciudad de Guatemala. La producción de flores se destina a la exportación y también la producción de los ingenios azucareros.

5.2.4.3 Aspectos socio – culturales

- **Patrimonio arqueológico.** Las observaciones efectuadas directamente en el campo y con el apoyo de la hoja cartográfica escala 1:50,000 identificada como Obero, Guatemala 2058 III E754 Edición 2DMA del Instituto Geográfico Nacional, dan evidencias visuales de la ausencia de restos arqueológicos en el área de influencia directa del proyecto de la PCH, sin embargo a 2.2 kilómetros de distancia se localizan en puntos diferentes, los sitios arqueológicos El Pénjamo y Cádiz, los que son parte del área de influencia indirecta. Los resultados finales que podrían validar esta apreciación serán producto de la evaluación arqueológica y la certificación correspondiente que para el efecto formule el Instituto de Antropología e Historia (IDAEH).
- **Actitudes y preocupaciones de los grupos representativos locales.** Dos factores son importantes en este aspecto: 1. Las transformaciones al medio ambiente natural que implican la construcción y operación de la PCH no tienen implicaciones ambientales de gran magnitud e importancia que puedan afectar en forma negativa a la población y 2. Las distintas formas que asume la organización poblacional a nivel comunitario y las acciones que emprenden para el beneficio colectivo son el resultado de sus capacidades de organización, participación y gestión. En tal sentido los habitantes dentro del área de estudio no presentan ningún tipo de resistencia para la ejecución del proyecto

hidroeléctrico, situación que ha sido validada con las actitudes de apoyo mostradas a lo largo del desarrollo del estudio.

5.2.4.4 Paisaje rural

Los valores recreativos y paisajísticos del área directamente afectada por las obras y componentes de la PCH permanecerán intactos dada la magnitud e importancia de las obras. Potencialmente la construcción de la presa de derivación, el canal de conducción y la casa de máquina puede mejorar significativamente el paisaje local y contribuir al desarrollo de nuevas actividades económicas como el turismo y el comercio individual.

5.2.5 Legislación ambiental e instituciones

Este apartado es de gran importancia para el desarrollo de la EIA, razón por la cual se ha desarrollado en el capítulo 4, Estudio Administrativo y Legal.

5.3 Identificación, predicción y evaluación de impactos ambientales

Esta es una de las principales actividades en cualquier Estudio de Impacto Ambiental: la identificación de los potenciales impactos ambientales asociados a las diferentes etapas del proyecto de la PCH.

Este proceso iterativo de cuatros pasos, se ha construido con base a la interacción entre cada fase del proyecto hidroeléctrico y los componentes ambientales del medio ambiente natural del proyecto, estos son los siguientes:

- Identificación de impactos
- Predicción
- Evaluación de la importancia
- Definición de las medidas de mitigación que correspondan.

En este sentido, se establecieron las modificaciones del medio natural que pueden ser atribuibles a la realización del proyecto de la PCH, ya que ello permitió seleccionar los impactos que por su magnitud e importancia necesitaron ser evaluados posteriormente.

5.3.1 Fase de Construcción y Montaje

a. Componente Físico – Químico (FQ)

- Contaminación por aguas servidas y desechos sólidos domésticos.
- Reducción de emisiones de CO₂.

- Alteración de caudales

b. *Componente Biológico – Ecológico (BQ)*

- Reducción del hábitat y limpieza de la cobertura vegetal.
- Destrucción del suelo y la vegetación en las áreas de extracción de materiales de préstamo.
- Impactos sobre la producción agropecuaria, por disminución de las tierras destinadas a dicho uso.
- Impacto en el calentamiento global.
- Inundación del nuevo ecosistema.

c. *Componente Sociológico – Cultural (SC)*

- Impacto visual de los caminos de acceso y de las obras a construir
- Incremento en la demanda de vivienda y de servicios de salud, educación, agua potable, alcantarillado y otros.
- Manejo sociocultural.

d. *Componente Económico – Operativo (EO)*

- Movilización de trabajadores no calificados y sus familias.
- Alteración del tráfico en los caminos de acceso a la central hidroeléctrica y daños a la infraestructura (puentes, carreteras, etc.).
- Impactos sobre el comercio (incremento de precios por mayor demanda de alimentos y otros bienes).
- Circulación de dinero por salarios
- Entrenamiento del personal
- Movilización de recursos financieros por inversión.

Tabla 5.3 Matriz de Impactos - Fase 1**EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL. PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA RÍO LA VIRGEN. FASE 1: CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE.**

Físico y Químico componentes (FQ)

Componentes		ES	RB	A1	A2	B1	B2	B3
FQ1	Contaminación por aguas servidas y desechos domésticos	-7	-A	1	-1	2	2	3
FQ2	Reducción de emisiones de CO2	36	D	4	1	3	3	3
FQ3	Alteración de caudales	4	A	1	1	1	1	2

Biológico y Ecológico componentes (BE)

Componentes		ES	RB	A1	A2	B1	B2	B3
BE1	Reducción del hábitat y limpieza de la cobertura vegetal	-9	-A	1	-1	3	3	3
BE2	Destrucción del suelo y la vegetación en las áreas de extracción de materiales de préstamo	-6	-A	1	-1	2	2	2
BE3	Impactos sobre la producción agropecuaria por disminución de las tierras a dicho uso	0	N	1	0	1	1	1
BE4	Impacto en el calentamiento global	0	N	0	0	1	1	1
BE5	Inundación del nuevo ecosistema	0	N	0	0	1	1	1

Sociológico y Cultural componentes (SC)

Componentes		ES	RB	A1	A2	B1	B2	B3
SC1	Impacto visual de las vías de acceso y de las obras a construir	36	D	2	2	3	3	3
SC2	Incremento en la demanda de vivienda y de servicios de salud, educación, agua potable, alcantarillados y otros	32	C	2	2	3	2	3
SC3	Manejo sociocultural	0	N	1	0	1	1	1

Económico y Operacional componentes (EO)

Componentes		ES	RB	A1	A2	B1	B2	B3
EO1	Movilización de trabajadores no calificados y sus familias	12	B	2	1	2	2	2
EO2	Alteración del tráfico en los caminos de acceso a la central hidroeléctrica y daños a la infraestructura (puentes, carreteras, etc.)	36	D	2	2	3	3	3
EO3	Impactos sobre el comercio (incremento de precios por mayor demanda de alimentos y otros bienes y servicios)	-36	-D	2	-2	3	3	3
EO4	Circulación de dinero por salarios	32	C	2	2	3	2	3
EO5	Entrenamiento de personal	24	C	2	2	2	2	2
EO6	Movilización de Recursos Financieros por inversión	54	D	2	3	3	3	3

FUENTE: PASTAKIA, CHRISTOPHER M.R. 2001. "The Rapid Impact Assessment Matrix (RIAM). DHI Water & Environment Horsholm, Denmark".

Si se toma en cuenta que los criterios de evaluación, caen en dos grupos, A y B, se tiene que los valores asignados en A, corresponden a criterios que son de importancia para la EIA, *los que individualmente pueden cambiar el valor total obtenido*. En tanto que los valores asignados en B, corresponden a criterios que son de importancia para la EIA *pero que no deben ser capaces individualmente, de cambiar el valor total obtenido*.

Con esto, el Impacto Ambiental “*Impactos sobre el Comercio*”, código EO3, corresponde a la Categoría Ambiental Económico – Operacional (EO) en la fase de construcción, el cual arroja un Puntaje Ambiental de –36 puntos (ES), que lo ubica en la Banda de Rangos (RB) de –D. *Esto significa que el impacto producirá cambios y/o impactos negativos significativos en el área de estudio en donde se desarrollará el proyecto.*

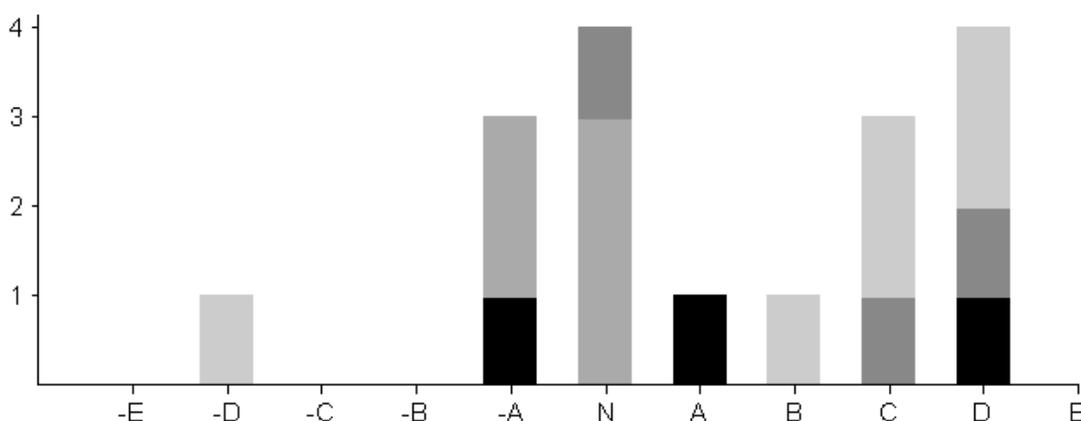
De igual manera, puede observarse en la columna “D”, un impacto ambiental identificado como FQ2 “*Reducción de Emisiones de CO₂*” con una valoración de 36 puntos que lo ubica en la Banda de Rangos de la letra “D”. *Dicho impacto producirá Cambios / impactos positivos significativos como resultado de la no utilización de combustible fósiles para generación de electricidad.*

Por su parte, el impacto ambiental identificado como BE2 “*Destrucción del suelo y la vegetación en las áreas de extracción de materiales de préstamo*” alcanzó una valoración de -6 puntos, ubicándolo en la Banda de Rangos de la letra “-A” *cuyo significado indica que dicho impacto producirá cambios/impactos ligeramente negativos.*

Gráficamente, los resultados de la Evaluación de Impacto Ambiental de la PCH en la fase de construcción y montaje quedan expresados en la Figura 5.1.

Figura 5.1 Histograma Fase I

EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL. PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA RÍO LA VIRGEN. FASE 1: CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE.



FUENTE: PASTAKIA, CHRISTOPHER M.R. 2001. "The Rapid Impact Assessment Matrix (RIAM). DHI Water & Environment Horsholm, Denmark".

El eje de las "X", corresponde a la banda de rangos, los que están dentro de mas / menos "E" pasando por la letra "N" la que en puntaje ambiental le corresponde el valor "0" y en la descripción de la banda de rangos se relaciona con los No cambios/status quo/No Aplicable. El eje de las "Y" se refiere a la cantidad de impactos observados dentro de cada categoría o componente ambiental.

El color negro identifica los impactos de las actividades del proyecto evaluados contra el componente ambiental Físico - Químico (FQ) y el gris medio corresponde a los impactos ambientales evaluados contra el componente ambiental Biológico – Ecológico (BE). Al componente Sociológico - Cultural (SC) le corresponde el color gris oscuro, en tanto que el componente Económico - Operacional (EO) está relacionado con el color gris claro.

En la Figura 5.3, se observa, en su orden, un primer impacto ambiental ubicado en la primera columna con *cambios/impactos negativos significativos, banda de rangos –D, dentro del componente Económico - Operacional, color gris claro, código EO3 Impactos sobre el Comercio.*

En la siguiente columna, se observan 3 impactos ambientales en la Banda de Rangos –A, *los que implican cambios/impactos ligeramente negativos.* Estos impactos están identificados, en color negro, como FQ1 "*Contaminación por Aguas Servidas y Desechos Domésticos*", con una valoración de -7 puntos.

Seguidamente, en la misma columna, se tienen los impactos identificados, en color gris medio, como BE1 "*Reducción del hábitat y limpieza de la cobertura vegetal*" y el BE2 "*Destrucción del suelo y la vegetación en las áreas de extracción de materiales de préstamo*", respectivamente la valoración ambiental es de -9 y -6 puntos.

Por ejemplo, en la columna 5, está representado gráficamente un impacto ambiental en color gris claro y dentro de la Banda de Rangos de la letra "B" identificado como EO1 "*Movilización de trabajadores no calificados y sus familias*" con una valoración de 12 puntos, lo que indica que dicho impacto producirá "*Cambios/Impactos Positivos*".

En la letra "D" del eje de las X, se observan en total 4 impactos ambientales que *inducen cambios positivos significativos* en el medio ambiente natural del proyecto. El primero de ellos está relacionado con el componente ambiental Físico – Químico, en color negro, identificado como FQ2 Reducción de Emisiones de CO₂, el segundo con lo Sociológico – Cultural, color gris oscuro, SC1 Impacto visual de las vías de acceso y de las obras a construir. Finalmente, se tienen dos impactos dentro del componente económico – operacional, identificados como E02 Alteración del tráfico en los caminos de acceso y daños a la infraestructura y el E06 Movilización de Recursos Financieros por inversión productiva.

5.3.2 Fase de Operación y Mantenimiento

A) Componente Físico – Químico (FQ)

- Impacto del tanque de compensación sobre el régimen de caudales, sobre la pesca, sobre los usos de la tierra y el agua y sobre el paisaje.
- Impacto de la oscilación del nivel del tanque de compensación sobre la estabilidad de las tierras del área de la ribera del río y el nivel freático.
- Impacto del tanque de compensación sobre el clima local
- Reducción de emisiones de CO₂.
- Manejo de la cuenca para asegurar el agua.

B) Componente Biológico – Ecológico (BE)

- Impactos sobre la biota natural y sobre la salud humana.
- Impacto en el calentamiento global.

C) Componente Sociológico – Cultural (SC)

- Impacto visual de la casa de maquinas, de las instalaciones anexas y de los depósitos de desechos.
- Manejo sociocultural.

D) Componente Económico – Operativo (EO)

- Impactos sobre el nivel de empleo, la agricultura, la ganadería.
 - Circulación de dinero por salarios.
 - Mejor voltaje.
 - Entrenamiento de personal.
 - Reserva de la zona.

Tabla 5.5 Matriz de Impactos – Fase 2**EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL. PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA RÍO LA VIRGEN. FASE 2: OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.**

Físico y Químico componentes (FQ)

Componentes		ES	RB	A1	A2	B1	B2	B3
FQ1	Impacto del tanque de compensación sobre el régimen de caudales, sobre los usos de la tierra y agua y sobre el paisaje	-3	-A	1	-1	1	1	1
FQ2	Impacto de la oscilación del nivel del tanque de compensación sobre la estabilidad de las tierras del área de la ribera del río y el nivel freático	-3	-A	1	-1	1	1	1
FQ3	Impacto del tanque de compensación sobre el clima local.	0	N	1	0	1	1	1
FQ4	Reducción de emisiones de CO2	81	E	3	3	3	3	3
FQ5	Manejo de la cuenca para asegurar el agua	6	A	1	1	3	2	1

Biológico y Ecológico componentes (BE)

Componentes		ES	RB	A1	A2	B1	B2	B3
BE1	Impactos sobre la biota natural y sobre la salud humana	-18	-B	2	-1	3	3	3
BE2	Impacto en el calentamiento global	0	N	0	0	1	1	1

Sociológico y Cultural componentes (SC)

Componentes		ES	RB	A1	A2	B1	B2	B3
SC1	Impacto visual de la casa de máquinas, de las instalaciones anexas y de los depósitos de desechos.	-9	-A	1	-1	3	3	3
SC2	Manejo sociocultural	3	A	1	1	1	1	1

Económico y Operacional componentes (EO)

Componentes		ES	RB	A1	A2	B1	B2	B3
EO1	Impactos sobre el nivel de empleo, el comercio, la agricultura y la ganadería.	36	D	2	2	3	3	3
EO2	Circulación de dinero por salarios	32	C	2	2	3	2	3
EO3	Mejor voltaje	32	C	2	2	3	2	3
EO4	Entrenamiento de personal operativo	18	B	2	1	3	3	3
EO5	Reserva de la zona	0	N	1	0	1	1	1

FUENTE: PASTAKIA, CHRISTOPHER M.R. 2001. "The Rapid Impact Assessment Matrix (RIAM). DHI Water & Environment Horsholm, Denmark".

Tabla 5.6 Matriz de Resultados – Fase 2

Resumen de puntaje

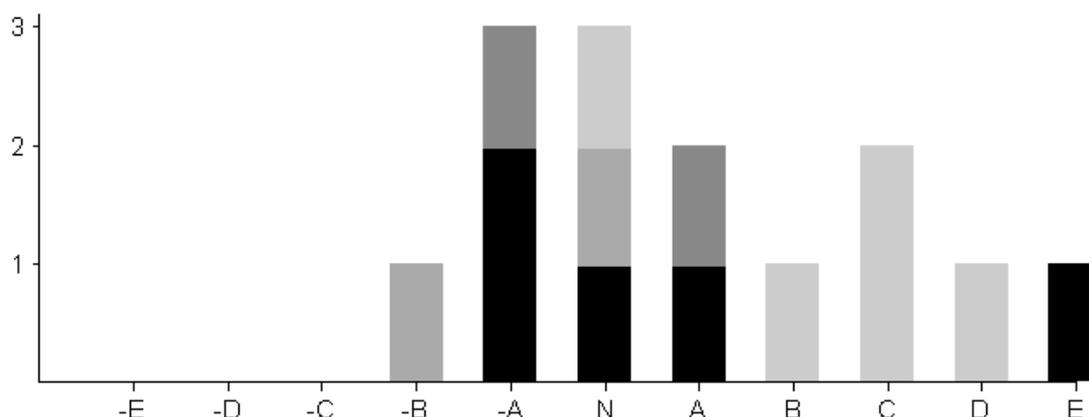
Variedad	-108	-71	-35	-18	-9	0	1	10	19	36	72
	-72	-36	-19	-10	-1	0	9	18	35	71	108
Clase	-E	-D	-C	-B	-A	N	A	B	C	D	E
FQ	0	0	0	0	2	1	1	0	0	0	1
BE	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
SC	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0
EO	0	0	0	0	0	1	0	1	2	1	0
Total	0	0	0	1	3	3	2	1	2	1	1

FUENTE: PASTAKIA, CHRISTOPHER M.R. 2001. "The Rapid Impact Assessment Matrix (RIAM). DHI Water & Environment Horsholm, Denmark".

5.3.2.1 Interpretación de Resultados

En este apartado, aplica el mismo criterio técnico de análisis en la Evaluación de Impacto Ambiental de la fase de construcción montaje. ***En ambas fases (Construcción y operación), las acciones derivadas del desarrollo del proyecto, impactan el medio ambiente, tanto de una forma negativa como positiva, en una forma directa o indirecta.***

Los datos finales de la EIA en la fase de operación y mantenimiento, contenidos en la Tabla 5.6 Matriz de Resultados – Fase 2, Resumen de Puntaje, se observa que los impactos están comprendidos dentro de la Banda de Rangos de las letras “-B”, Cambios / Impactos negativos, hasta la letra “E” cambios / impactos positivos mayores. En la columna “-A” de ***cambios / impactos ligeramente negativos***, se identifican 3 impactos, dos del componente Físico – Químico, que son el FQ1 Impacto del tanque de compensación sobre el régimen de caudales, sobre los usos de la tierra y el agua y sobre el paisaje, el FQ2 Impacto de la oscilación del tanque de compensación sobre la estabilidad de las tierras del área de la ribera del río y el nivel freático y uno que se identifica como SC1 Impacto visual de la casa de máquinas, de las instalaciones conexas y de los depósitos de desechos. Respectivamente, los impactos ambientales mencionados tienen una valoración de -3, -3 y -9 puntos, ***criterios que son indicadores de que la acción impactante del proyecto en el componente ambiental mencionado, producirá cambios y/o impactos ligeramente negativos.*** En forma de gráfico, los resultados de la Evaluación de Impacto Ambiental de la PCH en la fase de Operación y Mantenimiento quedan expresados en la Figura 5.2.

Figura 5.2 Histograma Fase 2**EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL. PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA RÍO LA VIRGEN. FASE 2: OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.**

FUENTE: PASTAKIA, CHRISTOPHER M.R. 2001. "The Rapid Impact Assessment Matrix (RIAM). DHI Water & Environment Horsholm, Denmark".

De acuerdo a la Figura 5.2, el funcionamiento de la PCH conlleva acciones que impactan el medio ambiente en condiciones que van desde impactos ligeramente positivos (columna A) a cambios / impactos positivos mayores (columna E). En su orden, los impactos ambientales identificados en la columna A corresponden a los componentes ambientales Físico – Químico, FQ5 Manejo de la Cuenca para asegurar el agua y Sociológico – Cultural, SC2 Manejo Sociocultural, en cada caso la puntuación ambiental es de 6 y 3 puntos, lo cual es un indicador de que los efectos ambientales originados por el funcionamiento de la PCH, en dichos componentes, son ligeramente positivos.

En términos globales, la operación y el mantenimiento de la PCH, genera en total 14 impactos ambientales, de los cuales 5 producen cambios Físicos – Químicos, 2 afectan el ambiente Biológico – Ecológico, 2 se relacionan directamente con lo Sociológico – Cultural y 5 están asociados con lo Económico – Operacional. En tanto que uno genera cambios / impactos positivos mayores, 1 produce cambios / impactos positivos significativos, 2 inducen cambios positivos moderados, 1 cambios positivos, 2 inducen a cambios / impactos ligeramente positivos y 3 impactos no son aplicables. Por su parte, un impacto corresponde a cambios negativos en el medio ambiente natural y 3 impactos afectan los cambios ambientales en una forma ligeramente negativa.

5.4 PLAN DE GESTIÓN AMBIENTAL –PGA-

En función de los resultados obtenidos en la evaluación de impactos, se formula el Plan de Gestión Ambiental –PGA- el que incorpora las acciones que deben ser implementadas para prevenir, controlar o reducir los principales impactos ambientales negativos y potenciar los impactos positivos significativos que se originen con el desarrollo del proyecto de la Pequeña Central Hidroeléctrica sobre el Río La Virgen. El PGA, incluye los siguientes aspectos: a) Componentes/Categorías Ambientales Afectadas, b) Fuente generadora del impacto, c) Impacto Ambiental propiamente dicho y d) las Medidas ambientales que serán establecidas.

Tabla 5.7 Matriz de Gestión Ambiental

Componentes Ambientales	Fuente generadora del impacto	Impacto	Acciones Ambientales Medidas de Mitigación
Físico - Químico	No utilización de combustibles fósiles para generación de electricidad.	Reducción de emisiones de CO ₂ .	Maximizar el impacto logrando créditos de carbono e incrementar la rentabilidad financiera del proyecto de la PCH.
Biológico - Ecológico	Destrucción del suelo y la vegetación en las áreas de extracción de materiales de préstamo.	Reducción del hábitat y limpieza de la cobertura vegetal durante la construcción.	Creación y mantenimiento de áreas de protección ambiental para preservar la vida silvestre.
Económico - Operacional	Desarrollo del proyecto hidroeléctrico de la PCH.	Movilización de recursos financieros.	Potenciar el impacto promoviendo turismo ecológico y el comercio individual.
Sociológico - Cultural	Construcción de las obras civiles principales y complementarias.	Impacto visual de la casa de maquinas, instalaciones anexas y depósitos de desechos.	Construcción de barreras forestales y/o ornamentales.
Económico - Operacional	Construcción y funcionamiento de la PCH.	Impactos sobre el nivel de empleo, agricultura y ganadería.	Personal con experiencia en construcción de PCH's debe tener prioridad en la construcción de otros proyectos eléctricos.

FUENTE: Tablas de la 5.3 a la 5.6.

5.4.1 Monitoreo ambiental del aprovechamiento hidroeléctrico –MA-

El Monitoreo Ambiental tiene por objeto realizar evaluaciones constantes en la zona de aprovechamiento hidroeléctrico, tanto durante la fase de construcción, como en la fase de operación, con la finalidad de verificar el funcionamiento de las medidas de mitigación propuestas en la Tabla 5.7. La información que se obtenga, servirá para la toma de decisiones en el caso de ser necesarios para que la PCH siga operando en situaciones normales. Entre otros aspectos el MA permitirá la detección de impactos no previstos y propondrá ante los impactos no previstos las medidas de mitigación que correspondan.

5.4.1.1 Calidad del agua

Se prevé la recolección de muestras químicas y biológicas del caudal de generación y del río aguas abajo del desfogue de la PCH. Los principales parámetros que deberán ser monitoreados son los siguientes: Temperatura, pH, turbidez, sólidos, disueltos y en suspensión, conductividad eléctrica, DQO, DBO, sulfatos, cloruros, coliformes fecales.

5.4.1.2 Meteorología

Con la finalidad de exponer los posibles cambios climáticos que pudieran afectar el caudal de generación a futuro, se deberá formular una identificación y caracterización de los factores que intervienen en el monitoreo meteorológico, el cual en principio deberá considerar la velocidad y dirección del viento, la temperatura ambiente, la humedad relativa, precipitación pluvial, la radiación solar y la presión atmosférica.

5.4.1.3 Geomorfología

Con la implementación de este monitoreo ambiental, se busca identificar, caracterizar y localizar los principales cambios que se desarrollen durante la construcción y funcionamiento de la PCH, referente a deslizamientos de tierras, derrumbes y desprendimientos. La periodicidad será de por lo menos cada 180 días principalmente en el cauce y las riberas del río aguas abajo de la casa de máquinas, con el objeto de detectar cambios que puedan afectar la infraestructura de generación.

5.5 Plan de contingencia –PDC-

Con el desarrollo e implementación del PDC, se establecerán las acciones inmediatas para prevenir y controlar en forma eficiente los riesgos ambientales y eventuales accidentes que puedan ocurrir durante la construcción y funcionamiento de la PCH. Se considerarán además, las actividades que serán realizadas si ocurrieran contingencias que no puedan ser controladas por las medidas de mitigación implementadas. El procedimiento en caso de contingencias considera principalmente los incendios, terremotos y otros fenómenos naturales, siguiendo los criterios básicos que se presentan a continuación.

- Capacitación de los trabajadores organizando brigadas que se especialicen y reciban entrenamiento contra cualquier contingencia, principalmente en defensa del medio ambiente y otras emergencias.
- Preparación para acciones de rescate con la utilización de equipos necesarios ante desastres naturales o inducidos con la identificación de las áreas críticas dentro y fuera de las instalaciones, mediante una sola unidad operativa de control de emergencia.
- Mantenimiento de una coordinación estrecha y cooperación con las fuerzas del orden público.
- Establecimiento de mecanismos de coordinación entre los encargados del Proyecto, los organismos involucrados y la población en general.
- Cumplimiento de las normas y procedimientos establecidos en cuanto a la política de protección del medio ambiente en las actividades eléctricas dadas por el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales y del Ministerio de Energía y Minas.

RESUMEN

Con la realización del Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) es posible contribuir a resolver los problemas de suministro de energía con el mínimo daño posible al medio natural y a las actividades sociales, económicas y culturales propias del área en la que se desarrollará el proyecto hidroeléctrico. El EIA constituye en la actualidad una de las herramientas de planificación más efectivas en el desarrollo de cualquier tipo de proyecto. El que se ha presentado muestra cuáles son los principales problemas ambientales reales generados por la construcción, montaje y operación de la PCH, las condiciones ambientales del área de influencia directa y de la gestión ambiental que pueda darse con el objetivo principal de lograr un equilibrio entre ambiente y desarrollo. Asimismo, se ha elaborado una matriz para cada fase (construcción y operación) en la que se presentan los impactos y los componentes ambientales, a los que se les ha asignado un valor en función de los criterios de evaluación de impacto ambiental.

Finalmente se han desarrollado el Plan de Gestión Ambiental, el cual considera las medidas de mitigación apropiadas, así como el Monitoreo Ambiental con énfasis en calidad del agua, meteorología y morfología y el Plan de Contingencia necesario para prevenir y controlar los riesgos ambientales y los potenciales accidentes que podrían derivarse de la construcción y funcionamiento de la pequeña central hidroeléctrica.

6. ESTUDIO FINANCIERO

El Estudio Financiero organiza la información y establece técnicas para la evaluación del comportamiento operativo de la PCH, incorpora el diagnóstico de la situación actual y pronostica los eventos futuros que en consecuencia, están orientados hacia la obtención de objetivos previamente definidos.

Con la elaboración del Estudio Financiero es posible demostrar el nivel de rentabilidad que resultaría de ejecutar el proyecto hidroeléctrico. Para establecerlo es necesario disponer de información relacionada con el presupuesto de costos y gastos, el costo de inversión inicial y el movimiento de los ingresos, datos obtenidos de la estructuración de los estudios anteriores.

Se deriva entonces que el principal objetivo de elaborar el presente estudio es construir la Prefactibilidad financiera y demostrar su viabilidad a través del ordenamiento y sistematización de la información de carácter monetario y de la construcción de los cuadros de análisis que sirven de base para la Evaluación Financiera.

6.1 Costos y gastos

La proyección de costos y gastos está referida a los egresos de dinero que se harán por la utilización de bienes y servicios que tengan relación con la generación de hidroelectricidad. En este caso, y para efectos de la formulación del Estudio de Prefactibilidad, los Gastos de Operación y Mantenimiento incluyen en particular cuatro macro cuentas, las cuales comprenden en forma integral las salidas de efectivo que incorpora la operación de la PCH. Las cuentas son los Mantenimientos de Obras e Instalaciones, la Administración y Seguros, el Costo Variable de Operación y Mantenimiento y los Otros Gastos de Operación.

Además están incorporadas la Depreciación y la Amortización. Ambos términos tienen exactamente la misma indicación en la forma de operación, pero el primero se aplica expresamente a los activos de generación de electricidad, en tanto que el segundo, la amortización, está aplicado a los costos de desarrollo del proyecto hidroeléctrico, es decir los estudios de planificación.

Los Gastos Financieros son también parte del presupuesto proyectado de los Costos y Gastos, estos corresponden al pago de intereses del préstamo bancario, el que alcanza un 70% del total del costo de inversión.

La información de costos y gastos está contenida en la Tabla 6.1, Costos y Gastos de Operación, Mantenimiento y Financieros Proyectados, período 2008-2017, miles de quetzales. La característica principal de la información contenida en esta tabla es que los totales anuales se reducen considerablemente de Q 1,201.7 miles en el primer año de operación, hasta alcanzar un

total de Q 517.6 miles al final del año 8 de operaciones. Con una reducción de Q 684.0 miles, la diferencia está marcada por la amortización total del préstamo y las erogaciones por concepto de intereses calculados a 8 años plazo.

6.1.1 Costo nivelado del kWh generado por concepto de inversión C_n kWh-I

Este es un parámetro de referencia que corresponde al precio medio mínimo de venta de la energía (kWh), durante los 30 años de vida útil de la pequeña central generadora.

El proceso de cálculo se desarrolla de la siguiente manera:

- **Insumos:**

Capacidad instalada de la PCH	800 kW
Inversión y estudios	Q 9,046,048.7
Factor de planta	62.59%
Vida económica	30 años
Tasa de corte (ver punto 6.7.1)	20.29%
Consumos propios + Pérdidas	1 %

- **Procedimiento:**

a) Costo unitario del kW instalado (CU/kW):

$$CU = \frac{I}{\text{kW}} = \frac{Q\ 9,046,048.7}{800} = Q\ 11,307.56 / \text{kW}$$

b) Factor de Recuperación del capital (Frc):

$$Frc(0.2029, 30) = \frac{0.2029 (1.2029)^{30}}{(1.2029)^{30} - 1} = \frac{51.7807}{254.20298} = 0.20369$$

$$\frac{frc(0.20369, 30)}{(1+i)} = \frac{0.20369}{1.2029} = 0.16933$$

c) Factor de valor presente (Fvp):

$$F_{vp}(0.2029, \underline{w}) = 1(1.2029)^1 = \mathbf{1.2029}$$

\underline{w} = Equivale al tiempo en años durante el cual se efectúa la inversión.

d) Generación neta anual por kW (GNA/kW):

$$GNA = (1-0.01) * 0.6259 * 8,760 = 5,428.06 \text{ kWh / kW}$$

e) Costo nivelado del kWh generado por concepto de inversión $C_{n\text{kWh-I}}$:

$$C_{n\text{kWh-I}} = CU/\text{kW} * \text{frc} * f_{vp} * 1/GNA/\text{kW}$$

$$C_{n\text{kWh-I}} = 11,307.56 * 0.16933 * 1.2029 * (1 / 5,428.06)$$

$$\mathbf{C_{n\text{kWh-I}} = Q 0.42}$$

El costo nivelado es un parámetro que sintetiza la información económica disponible del proyecto hidroeléctrico. El valor de Q 0.42 (cuarenta y dos centésimos de quetzal) expresa el costo medio del kilovatio hora generado y es particularmente útil para comparar dos o más proyectos opcionales que permiten la obtención del mismo producto, la energía eléctrica, y para establecer el precio mínimo al que deberá venderse el kilovatio hora.

Tabla 6.1 Costos y Gastos de Operación, Mantenimiento y Financieros Proyectados, período 2008 - 2017
Q/000's

Cuenta	Año									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Gastos de Operación y Mantenimiento										
Mantenimientos de Obras e Instalaciones	29.2	27.6	27.6	26.3	29.2	27.6	26.3	29.2	27.6	27.6
Administración y Seguros	106.9	101.2	101.2	96.4	106.9	101.2	96.4	106.9	101.2	101.2
Costo Variable de Operación y Mantenimiento	38.9	36.8	36.8	35.1	38.9	36.8	35.1	38.9	36.8	36.8
Otros Gastos de Operación	9.7	9.2	9.2	8.8	9.7	9.2	8.8	9.7	9.2	9.2
Amortización de Costos de Desarrollo	128.1	128.1	128.1	128.1	128.1					
Depreciación de activos de generación	280.2	280.2	280.2	280.2	280.2	280.2	280.2	280.2	280.2	280.2
	593.0	583.0	583.0	574.8	593.0	454.9	446.7	464.9	454.9	454.9
Gastos Financieros										
Intereses del préstamo bancario	608.7	527.9	448.7	369.5	291.2	211.2	132.0	52.9	-	-
Total Costos y Gastos	1,201.7	1,110.9	1,031.8	944.4	884.2	666.1	578.7	517.7	454.9	454.9

FUENTE: Investigación directa, 2007.

6.2 Ingresos de operación

De la misma forma como se formularon las proyecciones de los costos y gastos, paralelamente se elaboraron las proyecciones de los ingresos, es decir, los recursos financieros que recibirá la central generadora por la venta de energía eléctrica y Certificados de Reducción de Emisiones –CER’s-.

6.2.1 Venta de energía eléctrica

Las proyecciones de los ingresos por venta de energía eléctrica se han formulado considerando la generación anual de electricidad calculada en el Estudio Técnico, Tabla 3.5 Generación PCH, Período 2008 – 2017. El precio al que se venderá la energía producida se ha establecido en Q 423.50 el MWh, según contrato de Suministro de Energía que se suscribirá entre la Empresa Municipal de Electricidad de Masagüa –EMEM- y el Instituto Nacional de Electrificación –INDE- (ver punto 2.6.2 Precio de la energía).

6.2.2 Certificados de Reducción de Emisiones –CER’s-.

Los estándares de emisión de gases de efecto invernadero (GEI) a la atmósfera establecidos por el Protocolo de Kyoto crean el mercado de carbono, a través del cual los países comprometidos a reducir sus emisiones, compran bonos que emiten empresas que reducen la emisión de contaminantes en países subdesarrollados. El valor de una tonelada de dióxido de carbono (CO₂) que se evita producir, se vende entre US\$10.0 y US\$12.0, alrededor de entre Q 77.0 y Q 100.0.¹⁶ Como ejemplo, durante el primer año de operaciones de la PCH, la producción de energía eléctrica alcanzaría los 4,636.9 MWh, equivalentes a 4.6 GWh, es decir, 4.6 millones de kilovatios hora; al incorporar el dato de que por cada GWh generado, se evitan las emisiones al aire de 270 toneladas de CO₂,¹⁷ se tiene entonces un total de 1,252 toneladas de CO₂ evitadas, lo que multiplicado por Q 77.0, que es el precio mínimo por tonelada, permite al proyecto hidroeléctrico la obtención de ingresos adicionales de alrededor de Q 96.4 miles. En los años siguientes, la variación de los ingresos financieros por este concepto está en función de la generación de electricidad estimada, en tal sentido, es posible observar en la Tabla 6.2 Ingresos por venta de Energía y Certificados de Reducción de Emisiones –CER’s-, Período 2008 – 2017, que el ingreso mínimo por CER’s es de Q 86.9 miles, valor que corresponde a una generación hidroeléctrica de 4.2 millones de kilovatios hora y a un total de 1,129 toneladas de emisión de CO₂ evitadas.

¹⁶ *Los Créditos de Carbono surgen en el ámbito mundial como una vía complementaria, alternativa y económicamente viable al compromiso asumido por muchos países, empresas e individuos para disminuir las emisiones de gases que contribuyen al efecto invernadero (GEI), una de las principales causas del cambio climático que está sufriendo el planeta. Los Créditos de Carbono se definen genéricamente como el instrumento por medio del cual se negocian e intercambian unidades representativas de derechos de emisión de GEI entre gobiernos, corporaciones privadas, organismos internacionales, brokers, bancos e individuos. Desde el punto de vista ambiental los mercados de carbono son de dimensiones globales e interés universal y los permisos o créditos que se comercializan en ellos son conocidos como “commodities”.*

¹⁷ *Instituto Nacional de Electrificación –INDE-. Situación del Sector Eléctrico de Guatemala, mayo 2006. Pagina 21.*

Tabla 6.2 Ingresos por Venta de Energía y Certificados de Reducción de Emisiones, período 2008 - 2017
Q/000's

Cuenta	Año									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Ingresos										
Venta de energía -MWh-	4,590.5	4,342.8	4,342.8	4,138.4	4,590.5	4,342.8	4,138.4	4,590.5	4,342.8	4,342.8
Precio Q/000's / MWh	0.4235	0.4235	0.4235	0.4235	0.4235	0.4235	0.4235	0.4235	0.4235	0.4235
Subtotal por venta de energía	1,944.1	1,839.2	1,839.2	1,752.6	1,944.1	1,839.2	1,752.6	1,944.1	1,839.2	1,839.2
Otros Ingresos										
Producción de energía -MWh-	4,636.9	4,386.6	4,386.6	4,180.2	4,636.9	4,386.6	4,180.2	4,636.9	4,386.6	4,386.6
Toneladas métricas de CO ₂ evitadas	1,252	1,184	1,184	1,129	1,252	1,184	1,129	1,252	1,184	1,184
Precio Q/000's / tonelada métrica	0.077	0.077	0.077	0.077	0.077	0.077	0.077	0.077	0.077	0.077
Subtotal por venta de CER's	96.4	91.2	91.2	86.9	96.4	91.2	86.9	96.4	91.2	91.2
Total Ingresos	2,040.5	1,930.4	1,930.4	1,839.5	2,040.5	1,930.4	1,839.5	2,040.5	1,930.4	1,930.4

FUENTE: Investigación directa, 2007.

6.3 Recursos financieros para la inversión

Para la ejecución del proyecto hidroeléctrico se han estudiado dos fuentes de financiamiento, cuyos recursos serán administrados por medio de un Fideicomiso de Inversión. Una parte, el 30% del total del costo de inversión, es la que corresponde a las aportaciones directas de los socios (Municipalidad, Inversionistas Privados) , o bien la participación conjunta de ambos sectores) y la otra es el restante 70% como financiamiento externo a partir de la colocación de capital en préstamo.

Las aportaciones de los socios podrán ser en efectivo constituido como capital de trabajo. Este último que conceptualmente y desde el punto de vista contable es la diferencia aritmética entre el activo circulante y el pasivo circulante y desde el punto de vista práctico, esta representado por el capital inicial con el que se cuenta para el inicio de operaciones de la PCH. Esto es, hay que financiar la generación hidroeléctrica inicial antes de recibir ingresos, lo que implica entonces que deben realizarse las erogaciones pertinentes para hacer los estudios necesarios, los gastos de operación y mantenimiento y contar con liquidez para sufragar los gastos diarios que ocurran en la central generadora. Este componente está integrado en la cuenta Ingeniería y Supervisión, la cual involucra administración y gastos generales entre otros y el Inventario de Repuestos.

6.3.1 Presupuesto de inversiones

El presupuesto de inversiones tiene seis grandes componentes: los Gastos Diferidos, con 14.1% del total de la inversión, el Capital de Trabajo, con 0.9%, en tanto que las Obras Civiles alcanzan el 54.6% con un total de Q 4,938.4 miles.

El Equipo Electromecánico, la Ingeniería y Supervisión y finalmente el componente de Escalamientos e Imprevistos, respectivamente se ubican en el orden de 25.9%, 2.9% y 1.6%. La inversión necesaria se ubica en un total de Q. 9,046.0 miles. Ver tabla 6.3 Presupuesto de Inversiones en miles de quetzales.

En su orden, el Equipo de Generación, dentro del componente del Equipo Electromecánico y la Presa, toma y desarenador, y el canal de conducción, dentro del componente de Obras Civiles son los dispositivos de la pequeña central generadora que más recursos financieros consumen. En ese sentido, el equipo de generación, con un total de Q. 1,764.3 miles, es el componente de mayor costo con un 20.4% del costo total y un 85.4% del componente Equipo Electromecánico. Seguidamente la presa, toma y desarenador, representan el 20% del costo total y 35% del componente de las Obras Civiles, y finalmente, el canal de conducción, alcanza un 18.5% del costo de inversión total y el 32.4% del costo destinado al componente de las Obras Civiles. Ver Tabla 6.3, Presupuesto de Inversiones y Tabla 6.4 Resumen de Inversiones, las que se presentan a continuación.

Tabla 6.3 Presupuesto de Inversiones
Q/000's

No.	Componente de proyecto	Inversión Total	Fuente de Financiamiento	
			Banco	Recursos Propios
<u>Gastos Diferidos</u>				
1	Estudios e Investigaciones	640.6		640.6
	Intereses durante la construcción	631.7		631.7
	Sub-total	1,272.3	-	1,272.3
<u>Capital de Trabajo</u>				
2	Inventario de Repuestos	80.1		80.1
	Sub-total	80.1	-	80.1
<u>Obras Civiles</u>				
3	Terrenos	-	-	-
	Caminos de acceso	-	-	-
	Presa, toma y desarenador	1,729.7	1,729.7	
	Canal de conducción	1,600.0	1,600.0	
	Tanque de presión	259.5		259.5
	Tubería de presión	864.9	864.9	
	Casa de máquinas	302.7		302.7
	Desfogue	181.6		181.6
	Sub-total	4,938.4	4,194.6	743.8
	<u>Equipo Electromecánico</u>			
4	Equipo de generación	1,764.3	1,764.3	
	Interconexión Línea de Transmisión	103.8		103.8
	Subestación	478.7	375.0	103.7
	Sub-total	2,346.8	2,139.3	207.5
<u>Ingeniería y Supervisión</u>				
5	Ingeniería y Supervisión	77.8		77.8
	Administración y Gastos Generales	181.6		181.6
	Sub-total	259.4	-	259.4
6	<u>Escalamientos e Imprevistos</u>	149.1	-	149.1
	Total Costo de Inversión de la PCH	9,046.0	6,333.9	2,712.1
	Participación en porcentaje	100%	70%	30%
	Capacidad Instalada de la PCH (kW)	800		
	Costo de Inversión por kW instalado	11.31		

FUENTE: Investigación directa, 2007.

Tabla 6.4 Resumen de Inversiones
Q/000's

Componente de proyecto	%	Inversión Total	Fuente de Financiamiento	
			Banco (70%)	Recursos Propios (30%)
Gastos Diferidos	14.1%	1,272.3		1,272.3
Capital de Trabajo	0.9%	80.1		80.1
Obras Civiles	54.6%	4,938.4	4,194.6	743.8
Equipo Electromecánico	25.9%	2,346.8	2,139.3	207.5
Ingeniería y Supervisión	2.9%	259.4		259.4
Escalamientos e Imprevistos	1.6%	149.1		149.1
Total	100%	9,046.0	6,333.9	2,712.1

FUENTE: Tabla 6.3 Presupuesto de Inversiones.

6.3.2 Programa de Financiamiento

La Tabla 6.5 Programa de Financiamiento del Préstamo, integra los datos del préstamo bancario equivalente al 70% del costo total del inversión, Q. 6,333.9 miles. Se ha planificado la amortización en un plazo de 8 años con pagos cuatrimestrales de Q. 263.9 miles y anuales de Q 791.7 miles. Los intereses, a una tasa de 10% anual, se aplican sobre los saldos del capital pendiente de pago e incluyen un total de Q. 631.7 miles, que corresponden a Intereses Durante la Construcción considerando un año de gracia. Ver Tabla 6.5.¹⁸

Tabla 6.5 Programa de Financiamiento del Préstamo
Quetzales 000's

Pago	Fecha	Capital Inicial	Intereses	Capital Amortizado	Capital Pendiente	Amortización Anual de Capital	Pago Anual de Intereses
-3	31-Ene-07	6,333.9	211.7				
-2	31-May-07		208.2				
-1	30-Sep-07		211.7				631.7
1	31-01-08	6,333.9	213.4	263.9	6,070.0		
2	31-05-08	6,070.0	201.2	263.9	5,806.1		
3	30-09-08	5,806.1	194.1	263.9	5,542.2	791.7	608.7
4	31-01-09	5,542.2	186.8	263.9	5,278.3		
5	31-05-09	5,278.3	173.5	263.9	5,014.3		
6	30-09-09	5,014.3	167.6	263.9	4,750.4	791.7	527.9
7	31-01-10	4,750.4	160.1	263.9	4,486.5		
8	31-05-10	4,486.5	147.5	263.9	4,222.6		
9	30-09-10	4,222.6	141.1	263.9	3,958.7	791.7	448.7
10	31-01-11	3,958.7	133.4	263.9	3,694.8		
11	31-05-11	3,694.8	121.5	263.9	3,430.9		
12	30-09-11	3,430.9	114.7	263.9	3,167.0	791.7	369.5
13	31-01-12	3,167.0	106.7	263.9	2,903.0		
14	31-05-12	2,903.0	96.2	263.9	2,639.1		
15	30-09-12	2,639.1	88.2	263.9	2,375.2	791.7	291.2
16	31-01-13	2,375.2	80.0	263.9	2,111.3		
17	31-05-13	2,111.3	69.4	263.9	1,847.4		
18	30-09-13	1,847.4	61.7	263.9	1,583.5	791.7	211.2
19	31-01-14	1,583.5	53.4	263.9	1,319.6		
20	31-05-14	1,319.6	43.4	263.9	1,055.7		
21	30-09-14	1,055.7	35.3	263.9	791.7	791.7	132.0
22	31-01-15	791.7	26.7	263.9	527.8		
23	31-05-15	527.8	17.4	263.9	263.9		
24	30-09-15	263.9	8.8	263.9	(0.0)	791.7	52.9
Total			3,273.8	6,333.9		6,333.9	3,273.8

FUENTE: Investigación directa, 2007.

¹⁸ La metodología de cálculo del programa de financiamiento del préstamo está basada en el Interés sobre Saldos Insolutos.

6.4 Estados financieros proyectados

Los estados financieros constituyen el resultado final del proceso del análisis financiero, los que conjuntamente tienen como objeto proporcionar información para que los potenciales inversionistas tengan a su disposición los instrumentos necesarios para la toma de decisiones eficientes y oportunas.

La información financiera se enfoca a los principales estados financieros: Balance General, Estado de Resultados y Estado de Flujos de Efectivo, los que permiten hacer una evaluación práctica de la rentabilidad del proyecto hidroeléctrico, así como de la posición financiera y de la capacidad financiera de crecimiento, entre otros. Para tales efectos, la construcción de los estados financieros se proyectó a 10 años, asociando los resultados de la operación de la pequeña central hidroeléctrica durante su vida útil, con la incorporación del valor económico del proyecto al final del año 10.

6.4.1 Estado de Resultados

El Estado de Resultados muestra el movimiento de pérdidas y ganancias obtenidas a partir del desarrollo de la actividad de generación de hidroelectricidad en un plazo determinado, el que normalmente es de un año. Sin embargo, en este caso, se ha estructurado una estimación de las principales cuentas, reflejando los ingresos, gastos, pérdidas y beneficios obtenidos durante los primeros 10 años de operación y mantenimiento. Los ingresos están calculados sobre la base de la cantidad obtenida por la venta de energía eléctrica generada por la PCH y por los CER's, en tanto que los gastos consideran todas aquellas transacciones que hacen posible que la PCH desarrolle su actividad productiva.

Durante el primer año de operaciones de la planta, se ha estimado una utilidad neta de Q 838.7 miles, ver Tabla 6.6 Estado de Resultados Proyectado, período 2008 – 2017, en el que los ingresos alcanzan un total de Q. 2,040.5 miles integrado por la venta de energía eléctrica y los CER's. Los Gastos de Operación y Mantenimiento, Q. 593.0 miles, constituyen el 29.1% del monto total de los ingresos, los que restados del total de ingresos, sitúan la Utilidad antes de Intereses e Impuestos en Q 1,447.5 miles. La cuenta Gastos Financieros, con un total de Q 608.7 miles, corresponde a los intereses sobre el préstamo bancario durante el primer año de operaciones de la pequeña central hidroeléctrica. Como puede observarse en la tabla 6.6, el proyecto hidroeléctrico se encuentra exento del pago del Impuesto sobre la Renta –ISR-, según Decreto 52-2003, Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable, el que tiene como principal objetivo la aplicación de incentivos fiscales, económicos y administrativos a los proyectos de generación de electricidad a través del recurso natural renovable agua.

Tabla 6.6 Estado de Resultados Proyectado, período 2008 - 2017
Q/000's

Cuenta	Año									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Ingresos de Operación / CER's	2,040.5	1,930.4	1,930.4	1,839.5	2,040.5	1,930.4	1,839.5	2,040.5	1,930.4	1,930.4
Gastos de Operación y Mantenimiento	593.0	583.0	583.0	574.8	593.0	454.9	446.7	464.9	454.9	454.9
Utilidad antes de Intereses e Impuestos	1,447.5	1,347.3	1,347.3	1,264.7	1,447.5	1,475.4	1,392.8	1,575.6	1,475.4	1,475.4
Gastos Financieros	608.7	527.9	448.7	369.5	291.2	211.2	132.0	52.9	-	-
Utilidad antes de Impuestos	838.7	819.4	898.6	895.2	1,156.3	1,264.2	1,260.8	1,522.7	1,475.4	1,475.4
Impuesto sobre la Renta (exento, Dto. 52-2003)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilidad Neta	838.7	819.4	898.6	895.2	1,156.3	1,264.2	1,260.8	1,522.7	1,475.4	1,475.4

FUENTE: Investigación directa, 2007.

6.4.2 Estado de Flujos de Efectivo

El Estado de Flujos de Efectivo es uno de los instrumentos financieros analíticos de mayor importancia para establecer el óptimo funcionamiento de las operaciones de la Pequeña Central Hidroeléctrica. Como documento de base, el estado de flujos de efectivo organiza los datos de manera tal que la información sobre los flujos de efectivo que resultan, son de utilidad para evaluar la habilidad de la planta, como un ente empresarial, para producir liquidez y para priorizar las necesidades de la misma con el objeto de manipular financieramente los flujos de efectivo.

Entre otros factores de importancia, el análisis del Estado de Flujos de Efectivo permitió determinar la capacidad de pago de los compromisos financieros de largo plazo adquiridos por la planta, esencialmente para definir el programa de financiamiento del préstamo bancario que constituye el 70% del costo de inversión inicial. Asimismo, es una herramienta útil que descubre los aspectos que le pueden estar ocasionando problemas de iliquidez; es un estado financiero que muestra el total de efectivo que ingreso o que salió como resultado de operar la PCH durante un periodo determinado.

La construcción del Estado de Flujos de Efectivo depende de la que información que se desee obtener, la cual es el punto de inicio para proporcionar una explicación del procedimiento empleado. En ese sentido, es importante medir la rentabilidad del proyecto hidroeléctrico, la rentabilidad del inversionista y medir la capacidad de pago del préstamo para financiar el 70% del total de la inversión, tomando en cuenta que la vida útil de la planta es de 30 años y el horizonte de evaluación es a 10 años el cual incorpora un valor económico al final del año 10. De esta forma la estructura de los beneficios y costos a futuro de la estimación, está directamente asociada con la ocurrencia esperada de los ingresos y egresos de efectivo en el total del periodo involucrado, en el cual se debe efectuar una corrección al flujo de efectivo utilizado para medir la rentabilidad del total de la inversión, mediante la incorporación del impacto del financiamiento externo en la proyección de caja efectuada para determinar la rentabilidad del inversionista, esto como resultado de la obtención del préstamo bancario.

En la Tabla 6.7 Estado de Flujos de Efectivo Proyectado período 2008 – 2017, en miles de quetzales, el control de los ingresos y egresos de efectivo ha permitido a la PCH, proyectar de forma concreta, puntual y confiable, la situación a futuro, facilitando a la vez, tanto el cálculo de las cantidades de dinero que se requerirán en fechas posteriores, como las cantidades de dinero que ingresarán.

Dos situaciones resaltan en la construcción del Estado de Flujos de Efectivo, ver tabla 6.7. La primera es que se ha incorporado el Valor Económico de la PCH al final del año 10 de operaciones, el que se obtiene a partir de la aplicación de la siguiente formula:

$$VE = \frac{FC_n * (1 + \text{Tasa de crecimiento})}{\text{Trema} - \text{Tasa de Crecimiento}}$$

Donde:

VE	=	Valor económico de la PCH
FCn	=	Flujo de efectivo al final del año 10 = Q 1,755.6 miles
Tasa de Crecimiento	=	4.3 % equivalente al crecimiento del sector eléctrico
TREMA	=	20.29% ¹⁹

$$VE = \frac{Q 1,755.6 * (1+0.043)}{0.2029 - 0.043} = VE = \mathbf{Q 11,452.0 \text{ miles}}$$

La segunda situación es que el Estado de Flujos de Efectivo considera la evaluación de los ingresos/egresos de caja desde el punto de vista del proyecto como un todo y desde la óptica del inversionista. Para alcanzar este último, al flujo neto de efectivo del proyecto se le han restado los gastos financieros y la amortización del préstamo. Ver Tabla 6.7.

¹⁹ La TREMA o Tasa de Corte fue calculada a través del Costo Promedio Ponderado de Capital. Ver punto 6.7.1

Tabla 6.7 Estado de Flujos de Efectivo Proyectado, período 2008 - 2017
Q/000's

Cuenta	Años										
	0	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Saldo de efectivo al inicio del año	-	(80.1)	375.2	811.2	1,326.4	1,838.1	2,611.0	3,363.7	4,113.0	5,124.2	6,879.8
Ingresos											
Aporte de Inversionistas	2,712.1										
Préstamo Bancario	6,333.9										
Ingresos de Operación	-	2,040.5	1,930.4	1,930.4	1,839.5	2,040.5	1,930.4	1,839.5	2,040.5	1,930.4	1,930.4
Total	9,046.0	1,960.4	2,305.6	2,741.6	3,165.9	3,878.6	4,541.4	5,203.2	6,153.4	7,054.5	8,810.2
Egresos											
Construcción y montaje de la PCH	7,693.7										
Estudios	640.6										
Intereses durante la construcción	631.7										
Repuestos	80.1										
Gastos de Operación y Mantenimiento	-	184.7	174.7	174.7	166.5	184.7	174.7	166.5	184.7	174.7	174.7
Gastos Financieros	-	608.7	527.9	448.7	369.5	291.2	211.2	132.0	52.9	-	-
Amortización del préstamo	-	791.7	791.7	791.7	791.7	791.7	791.7	791.7	791.7	-	-
Sub - Total	9,046.0	1,585.2	1,494.4	1,415.2	1,327.8	1,267.6	1,177.7	1,090.3	1,029.3	174.7	174.7
Saldo de efectivo del año	-	455.3	436.0	515.2	511.7	772.9	752.7	749.3	1,011.2	1,755.6	1,755.6
Saldo de efectivo al final del año	(80.1)	375.2	811.2	1,326.4	1,838.1	2,611.0	3,363.7	4,113.0	5,124.2	6,879.8	8,635.4
Valor Económico											11,452.0
Flujo Neto de Efectivo del Proyecto	(9,046.0)	1,855.8	1,755.6	1,755.6	1,673.0	1,855.8	1,755.6	1,673.0	1,855.8	1,755.6	1,755.6
Flujo Neto de Efectivo del Inversionista	(2,712.1)	455.3	436.0	515.2	511.7	772.9	752.7	749.3	1,011.2	1,755.6	13,207.6

FUENTE: Investigación directa, 2007.

6.4.3 Balance General

El Balance General de la PCH provee información sobre los activos, pasivos y el capital contable al final del año fiscal, y como instrumento financiero proyectado refleja cual es el comportamiento de las cuentas a lo largo de la vida útil de la central hidroeléctrica.

Es posible observar en la Tabla 6.8 Balance General Proyectado, periodo 2008 – 2017, en miles de quetzales, como la cuenta Propiedad, Planta y Equipo disminuye su valor como resultado de la depreciación por el uso a través de los años y como los activos diferidos van disminuyendo su valor ya que son sujetos de amortización.

Para la cuenta Propiedad, Planta y Equipo que integra las Obras Civiles y el Equipo Electromecánico, el valor en libros al final del primer año es de Q 8,125.3 miles, en tanto que transcurridos 10 años de operaciones, el valor contables es de Q 5,603.6 miles, lo que significa que durante el periodo en mención, la central hidroeléctrica se ha depreciado en Q 2,521.7 miles, equivalente al 30% del valor de los activos de generación de la planta.

Los estudios formulados necesarios para la construcción, montaje y operación de la PCH constituyen el Activo Diferido, estos son del orden de Q. 640.6 miles y según la legislación fiscal del país, estos deben ser amortizados totalmente al final de los 5 años iniciales de operaciones.

En la proyección financiera del Balance General, se ha reflejado cual es el comportamiento del préstamo, ya que a través del tiempo disminuye de valor hasta llegar a su cancelación. En la Tabla 6.8 al final del año 8 de operaciones, en un plazo relativamente corto, el préstamo se amortiza totalmente, con lo que la PCH estaría en capacidad de adquirir nuevos compromisos financieros que le permitan incorporar equipo de generación adicional para efectos de repotenciación de la planta, con el consecuente incremento en la generación de electricidad y por lo tanto en los ingresos por la venta de energía eléctrica marginal.

Por aparte, las Disponibilidades forman parte del Activo Circulante del Balance General Proyectado y en ese rubro se incluye la cuenta Caja y Bancos, en la cual se contabilizan los movimientos del efectivo derivados de la operación y mantenimiento de la PCH. Estos valores provienen del Estado de Flujos de Efectivo que es en donde se reflejará la liquidez para cada año de funcionamiento. En ese sentido, durante el primer año de operaciones se esperaría un flujo neto de efectivo de Q 375.2 miles; al final del 5to. año, Q 2,611.0 miles, mientras que el movimiento de operaciones al final del horizonte de evaluación, año 10, se ha planificado que el saldo de la cuenta Caja y Bancos se sitúe en Q 8,635.4.9 miles, superior en 2.7% al valor inicial de los activos de generación. Ver Tabla 6.8 Balance General Proyectado, período 2008 – 2017, en miles de quetzales.

Tabla 6.8 Balance General Proyectado, período 2008 - 2017
Q/000's

Cuenta	Años									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Activo										
<u>Disponibilidades</u>										
Caja y Bancos	375.2	811.2	1,326.4	1,838.1	2,611.0	3,363.7	4,113.0	5,124.2	6,879.8	8,635.4
Inventario de Repuestos	80.1	80.1	80.1	80.1	80.1	80.1	80.1	80.1	80.1	80.1
	455.3	891.3	1,406.5	1,918.2	2,691.1	3,443.8	4,193.1	5,204.3	6,959.9	8,715.5
<u>Fijo</u>										
Propiedad, Planta y Equipo	8,405.4	8,405.4	8,405.4	8,405.4	8,405.4	8,405.4	8,405.4	8,405.4	8,405.4	8,405.4
Depreciación Acumulada	280.2	560.4	840.5	1,120.7	1,400.9	1,681.1	1,961.3	2,241.5	2,521.6	2,801.8
	8,125.3	7,845.1	7,564.9	7,284.7	7,004.5	6,724.4	6,444.2	6,164.0	5,883.8	5,603.6
<u>Diferido</u>										
Estudios	640.6	640.6	640.6	640.6	640.6	640.6	640.6	640.6	640.6	640.6
Amortización Acumulada	128.1	256.2	384.4	512.5	640.6	640.6	640.6	640.6	640.6	640.6
	512.5	384.4	256.2	128.1	-	-	-	-	-	-
Total del Activo	9,093.1	9,120.8	9,227.6	9,331.1	9,695.6	10,168.2	10,637.2	11,368.3	12,843.7	14,319.2
Pasivo										
<u>Pasivo de Largo Plazo</u>										
Préstamo Bancario a 8 años	5,542.2	4,750.4	3,958.7	3,167.0	2,375.2	1,583.5	791.7	(0.0)	-	-
Total del Pasivo	5,542.2	4,750.4	3,958.7	3,167.0	2,375.2	1,583.5	791.7	(0.0)	-	-
<u>Patrimonio</u>										
Capital Contable	2,712.1	2,712.1	2,712.1	2,712.1	2,712.1	2,712.1	2,712.1	2,712.1	2,712.1	2,712.1
Utilidad del año	838.7	819.4	898.6	895.2	1,156.3	1,264.2	1,260.8	1,522.7	1,475.4	1,475.4
Utilidades Retenidas	-	838.7	1,658.2	2,556.7	3,451.9	4,608.2	5,872.4	7,133.2	8,656.0	10,131.4
Total del Patrimonio	3,550.9	4,370.3	5,268.9	6,164.1	7,320.3	8,584.6	9,845.4	11,368.1	12,843.5	14,319.0
Patrimonio y Pasivo	9,093.1	9,120.8	9,227.6	9,331.1	9,695.6	10,168.2	10,637.2	11,368.3	12,843.7	14,319.2

FUENTE: Investigación directa, 2007.

6.5 Interacción entre los estados financieros

El Estado de Resultados muestra la utilidad o pérdida neta para un periodo de tiempo determinado. Si el resultado es utilidad, esta es factible de capitalizarse o ser distribuida entre los inversionistas de la empresa operadora de la PCH, lo que originará un incremento en el capital contable en el Balance General. Por el contrario, si el resultado ha sido pérdida/déficit esta tendrá que ser absorbida por los inversionistas en una cuenta que resta al capital contable. Los estados financieros aunque persiguen diferentes propósitos, están intrínsecamente ligados. Por ejemplo las cuentas relacionadas con el saldo neto definitivo del estado de resultados tienen que estar reflejados exactamente en el apartado del capital contable del balance general. Por aparte, los movimientos de efectivo que refleja el estado de flujo de efectivo tienen que cuadrar exactamente con los saldos expuestos en la cuenta Caja y Bancos de las disponibilidades del Activo Circulante en el Balance General.

6.6 Punto de equilibrio

El análisis del Punto de Equilibrio es un método de planificación financiera que tiene por objeto proyectar el nivel de ingresos por venta de energía eléctrica que necesita la PCH para colocarse en un punto de empate, en el que el desarrollo de las operaciones relacionada con ingresos por ventas de energía eléctrica, absorbe los costos variables y los costos fijos. Lo que indica que es el momento económico durante el cual se produce un equilibrio entre los ingresos y los costos totales, en ese punto, la PCH han dejado de tener pérdida y aún no se ha empezado a tener beneficios.

La Tabla 6.9 Punto de Equilibrio Proyectado, período 2008-2017, asocia los ingresos totales por venta de electricidad, los Costos Fijos (Gastos de Administración y Gastos Financieros) y los Costos Variables de Operación y Mantenimiento. De esta manera, el Punto de Equilibrio se ha formulado considerando el nivel de los ingresos en miles de quetzales, la producción mínima de energía medida en MWh y la capacidad instalada de la pequeña central hidroeléctrica como porcentaje de la capacidad de placa. Como ejemplo se puede observar en la Tabla 6.9, el primer año de entrega de energía, se ha establecido que como mínimo la PCH requiere de un nivel de ingresos de Q 1,186.6 miles, para lo que es necesario generar 2,801.9 MWh utilizando el 61.0% promedio anual de la capacidad instalada, alrededor de 488 kilovatios de potencia. Comparativamente durante el año 10 de operaciones, los ingresos deben estar en el orden de los Q 426.7 miles, con una generación media de 1,007.5 MWh utilizando el 23.2% de la capacidad instalada total, cerca de 186 kilovatios. La diferencia entre el año 1 y el año 10 de funcionamiento es significativa y explicable principalmente por la liquidación de los compromisos financieros adquiridos por concepto de la obtención del préstamo bancario. Ver Tabla 6.9.

Tabla 6.9 Punto de Equilibrio Proyectado, período 2008 - 2017

Cuenta	Años									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<u>Ventas Totales</u>										
Energía (MWh)	4,590.5	4,342.8	4,342.8	4,138.4	4,590.5	4,342.8	4,138.4	4,590.5	4,342.8	4,342.8
Precio (Q/kWh)	<u>0.4235</u>									
	1,944.1	1,839.2	1,839.2	1,752.6	1,944.1	1,839.2	1,752.6	1,944.1	1,839.2	1,839.2
<u>Costos Fijos</u>										
Gastos de Administración	554.1	546.3	546.3	539.8	554.1	418.1	411.6	426.0	418.1	418.1
Gastos Financieros	<u>608.7</u>	<u>527.9</u>	<u>448.7</u>	<u>369.5</u>	<u>291.2</u>	<u>211.2</u>	<u>132.0</u>	<u>52.9</u>	-	-
	1,162.9	1,074.2	995.0	909.3	845.3	629.3	543.7	478.9	418.1	418.1
<u>Costos Variables</u>										
De Operación y Mantenimiento	<u>38.9</u>	<u>36.8</u>	<u>36.8</u>	<u>35.1</u>	<u>38.9</u>	<u>36.8</u>	<u>35.1</u>	<u>38.9</u>	<u>36.8</u>	<u>36.8</u>
	38.9	36.8	36.8	35.1	38.9	36.8	35.1	38.9	36.8	36.8
<u>Punto de Equilibrio</u>										
Quetzales (000's)	1,186.6	1,096.1	1,015.3	927.9	862.5	642.2	554.8	488.6	426.7	426.7
Energía (MWh)	2,801.9	2,588.1	2,397.4	2,191.0	2,036.7	1,516.4	1,310.0	1,153.8	1,007.5	1,007.5
Capacidad instalada	61.0%	59.6%	55.2%	52.9%	44.4%	34.9%	31.7%	25.1%	23.2%	23.2%

FUENTE: Investigación directa, 2007.

6.7 Evaluación Financiera

La evaluación financiera reúne los resultados de todos los componentes del Estudio de Prefactibilidad con el objeto de demostrar su viabilidad. El nivel de análisis realizado en los factores que integran los beneficios y los costos hace que sea mayor la confiabilidad de los resultados de la evaluación.

El estudio realizado responde a las siguientes preguntas:

- a) La PCH genera los suficientes ingresos para atraer inversionistas.
- b) El proyecto hidroeléctrico produce los beneficios netos necesarios para realizar el proyecto en el área de influencia directa. Los resultados son positivos, los que son evaluados con el apoyo de la tabla 6.10, Evaluación Financiera, la que considera los flujos netos de efectivo tanto del proyecto como para el capital propio, llevados a valor presente en un horizonte de evaluación de 10 años.

6.7.1 Costo medio ponderado de capital –CMPC-

La Tasa de Retorno Mínima Aceptable (TREMA), Tasa de Corte (Re), Tasa de Descuento o Valor Presente se calculó a través del método de Costo Promedio Ponderado de Capital, el cual principalmente pondera el costo del capital privado y el costo del financiamiento. Para el cálculo del costo del capital privado se utilizó el Modelo de Asignación de Precios de los Activos de Capital (MAPAC), utilizando el siguiente procedimiento:

$$\text{Costo del capital privado} = K_e = R_f + (R_m - R_f) * \beta_L + R_p + R_d$$

Donde:

R_f = Tasa libre de riesgo a largo plazo. Es el rendimiento promedio del bono soberano de Guatemala a 30 años en US\$, el que se sitúa en 7.487%.

R_m = Tasa promedio de retorno del mercado. Corresponde a la tasa libre de riesgo, 7.487%, más 10.0% como premio sobre el riesgo del mercado eléctrico en el país, equivalente a la tasa de interés del préstamo, entonces $R_m = 17.487\%$.

R_p = Tasa de riesgo país. Equivale a la diferencia entre el riesgo de una operación financiera en Guatemala y una operación similar en el exterior. En este caso, se toman como base los créditos asegurados durante el año 2005 por Ex-ImBank de los Estados Unidos de América otorgados a Guatemala que tuvieron un cargo del 8.125%, menos el rendimiento de los títulos del Gobierno de EEUU de 5.175%, se obtiene una tasa riesgo país de 2.95%.

β_L = Beta apalancada. Para generación hidroeléctrica en Guatemala es de 0.95,²⁰ es decir, que el riesgo sistemático del sector equivale a un 95% del riesgo promedio del mercado.

Rd = Riesgo de la divisa. Equivale al tipo de cambio del Quetzal con respecto al dólar estadounidense.

$$K_e = 0.07487 + (0.17487 - 0.07487) * 0.95 + 0.0295 + 0.077$$

$$\mathbf{K_e = 27.64\%}$$

El costo medio ponderado de capital, se calculó a través del desarrollo de la siguiente expresión:

$$CMPC = K_e * \frac{E}{E + D} + T_i * (1 - T_x) * \frac{D}{E + D} + PRc$$

Donde:

K_e = Costo del capital privado igual a 27.64%

E = Aporte en porcentaje del capital propio, equivalente al 30% del total de la inversión.

D = Préstamo bancario. Es del 70% del total de la inversión.

T_i = Tasa de interés del préstamo bancario, 10.0%

T_x = Impuesto Sobre la Renta, 0.00 %

PRc = Prima por riesgo de construcción de proyectos de generación hidroeléctrica, 5.0%

$$CMPC = 0.27.64 * \frac{0.3}{0.3 + 0.7} + 0.1 * (1 - 0.0) * \frac{0.7}{0.3 + 0.7} + 0.05$$

$$CMPC = 0.2764 * 0.3 + 0.1 * 0.7 + 0.05 = 0.2029$$

$$\mathbf{CMPC = 20.29\%}$$

²⁰ Iberdrola. *Evaluación de Proyectos de Inversión. En: Seminario Energético Condiciones necesarias para la Inversión privada en el Sector Energético. Guatemala. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. 2006, pp 27. El coeficiente de volatilidad -beta- de una PCH indica cuanto varía el rendimiento de dicha planta en función de los cambios producidos en el rendimiento del mercado eléctrico del país. Por lo tanto, al ser la beta del propio mercado eléctrico igual a la unidad, todos los activos de generación negociados en él, tendrán betas superiores, inferiores, o iguales a la unidad. A aquéllos cuyas betas superen la unidad se les denomina activos agresivos y son los que más rápido ascienden ante una alza del mercado pero, por el contrario, son los que más rápido caen cuando el mercado se desploma, es decir, son los que más riesgo tienen. Por aparte, los activos cuyas betas son inferiores a la unidad son los que varían menos que el mercado en su conjunto, cuando éste sube o baja, y, por tanto, disponen de un riesgo menor. En este caso, la beta apalancada expresa el nivel de riesgo operativo y financiero dado el grado de endeudamiento, el que se ubica en un riesgo medio del 95%.*

**Tabla 6.10 Pequeña Central Hidroeléctrica Río La Virgen
Evaluación Financiera**

Item	Período / Año										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Inversión	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Ingresos de Operación		2,040.5	1,930.4	1,930.4	1,839.5	2,040.5	1,930.4	1,839.5	2,040.5	1,930.4	1,930.4
Egresos		1,585.2	1,494.4	1,415.2	1,327.8	1,267.6	1,177.7	1,090.3	1,029.3	174.7	174.7
Flujo Neto de Efectivo		455.3	436.0	515.2	511.7	772.9	752.7	749.3	1,011.2	1,755.6	1,755.6
Operaciones de Financiamiento		1,400.5	1,319.6	1,240.5	1,161.3	1,082.9	1,002.9	923.8	844.6	-	-
Flujo Neto del Proyecto (FNP)	(9,046.0)	1,855.8	1,755.6	1,755.6	1,673.0	1,855.8	1,755.6	1,673.0	1,855.8	1,755.6	13,207.6
Valor Presente FNP (VPFNP)		1,542.7	1,213.3	1,008.6	799.0	736.8	579.4	459.0	423.3	332.9	2,081.9
VPFNP Acumulado		(7,503.3)	(6,290.0)	(5,281.4)	(4,482.4)	(3,745.6)	(3,166.2)	(2,707.1)	(2,283.8)	(1,951.0)	130.9
Flujo Neto del Inversionista (FNI)	(2,712.1)	455.3	436.0	515.2	511.7	772.9	752.7	749.3	1,011.2	1,755.6	13,207.6
Valor Presente FNI (VPFNI)		378.5	301.3	296.0	244.4	306.8	248.4	205.6	230.6	332.9	2,081.9
VPFNI Acumulado		(2,333.6)	(2,032.3)	(1,736.4)	(1,492.0)	(1,185.1)	(936.7)	(731.1)	(500.5)	(167.6)	1,914.3

FUENTE: Investigación directa, 2007.

6.7.2 Criterios de evaluación

Realizar el Estudio de Prefactibilidad para la construcción, montaje y operación de la Pequeña Central Hidroeléctrica sobre el Río La Virgen, en el municipio de Masagüa, del departamento de Escuintla, constituye una empresa que financieramente requiere de la combinación de deuda bancaria y recursos propios, administrados a través de un Fideicomiso de Inversión, para llevar el proyecto hidroeléctrico a la fase de inversión.

El préstamo bancario es de Q 6,333.9 miles, con un año de gracia, plazo contractual de 8 años a una tasa de intereses del 10%, su aporte constituye el 70% de la inversión. El aporte de recursos propios es de Q 2,712.1, es decir el 30% de la inversión, los que suman una inversión total de Q 9,046.0 miles.

La Tasa de Corte o Tasa de Retorno Mínima Aceptable –TREMA- fue calculada a través del costo medio ponderado de capital, con lo que si y solo si se acepta que el proyecto de la PCH proporcione un rendimiento financiero superior a ese costo promedio. Por tanto, dado que el costo del capital refleja también el rendimiento esperado de los bancos que proporcionan los recursos financieros para la ejecución de este tipo de proyectos, esta situación responderá a que sólo se emprendan oportunidades de inversión en generación hidroeléctrica que incrementen el valor de la PCH como empresa generadora de electricidad.

En consideración de lo anterior, la Tasa de Corte o TREMA es de 20.29%, tasa de descuento con la cual se han evaluado los flujos de efectivo resultantes, tanto a nivel de proyecto como a nivel de los recursos propios. Ver Tabla 6.10 Pequeña Central Hidroeléctrica Río La Virgen, Evaluación Financiera.

Con el apoyo de la información contenida en la Tabla 6.10, mencionada en el párrafo anterior, conjuntamente con la Tabla 6.11 Resultados de los Criterios de Evaluación de la PCH, los indicadores financieros obtenidos son el Valor Actual Neto –VAN-, la Tasa Interna de Retorno –TIR-, la Relación Beneficio / Costo –RB/C-, la Recuperación de la Inversión –RI- y el Beneficio Anual Uniforme Equivalente –BAUE-.

El VAN del proyecto es de Q 130.9 miles y el del inversionista se sitúa en Q 1,914.3 miles, lo que indica que, desde el punto de vista del proyecto, este recibirá un interés anual de 20.63%, y la suma de Q 130.9 miles durante la vida útil de la planta. El capital propio, por su parte, además del interés anual del 30.31% sobre el capital invertido, recibirá un total de Q 1,914.3 miles que corresponden a la suma de los flujos netos descontados durante el horizonte de operación de la central hidroeléctrica.

La TIR representa la tasa de interés más alta que los inversionistas podrían pagar sin inutilizar liquidez (pérdida de dinero), esto resulta si la totalidad de los recursos financieros para construir y operar la PCH se tomaran en calidad de préstamo y las operaciones de financiamiento (amortizaciones de capital + intereses) se pagaran con los ingresos de efectivo a medida que se fueran produciendo. La TIR hace que el VAN sea igual a cero y para el proyecto, la TIR es de 20.63% y para el inversionista de 30.31%.

La R B/C es un indicador financiero que expresa la aceptación del proyecto hidroeléctrico. La interpretación de los resultados es en centavos por cada quetzal invertido. Los resultados obtenidos indican que para el proyecto la R B/C es de 1.01 y para el inversionista, la relación beneficio costo se sitúa en 1.71, lo que en consecuencia demuestra que en ambos casos es positivo y por lo tanto la inversión en la Pequeña Central Hidroeléctrica debe realizarse. Es decir, el proyecto debe aceptarse.

El RI es el periodo de tiempo o número de años que se necesitan para que la planta en pleno funcionamiento genere los flujos netos de caja que al trasladarlos a valor presente igualen al monto total del capital invertido. En ese sentido, la recuperación de la inversión para el proyecto y para el inversionista, se obtiene al finalizar el año 10 de operaciones. Este método de calculo es también conocido como el “*Pay-Back dinámico*”.

El BAUE son los quetzales promedio anuales equivalentes al Valor Actual Neto. En el presente caso, el VAN del proyecto es de Q 130.9 miles, la vida económica de la PCH es de 30 años y la tasa de descuento es de 20.29%, con esta información el cálculo del BAUE es de Q 26.7 miles, lo que significa que el proyecto recibe 30 pagos iguales cada año; en tanto que para el inversionista, con un VAN de Q 1,914.3 miles el pago resultante es de Q 390.0 miles cada año (ver Tabla 6.11).

Tabla 6.11 Resultados de los Criterios de Evaluación de la PCH

No.	Criterio	Proyecto	Inversionista
1	Valor Actual Neto -VAN- Q/000's	130.9	1,914.3
2	Tasa Interna de Retorno -TIR-	20.63%	30.31%
3	Relación Beneficio/Costo -R B/C-	1.01	1.71
4	Recuperación de la Inversión -RI- años	10	10
5	Beneficio Anual Uniforme Equivalente -BAUE- Q/000's	26.7	390.0

FUENTE: Investigación directa, 2007.

6.8 Sensibilidad

Una herramienta que facilita la toma de decisiones es el Análisis de Sensibilidad, el que permite plantear diversos escenarios que proporcionan resultados de la evaluación financiera del proyecto hidroeléctrico cambiando los valores de las variables de decisión y considerando las restricciones para determinar cómo afecta el resultado final. Para la sensibilización del proyecto hidroeléctrico se aplicó el Modelo de Sensibilización de Hertz o Analisis Multidimensional (más de una variable), el que analiza que pasa con el VAN y/o la TIR cuando se modifica el valor de una o mas variables que se consideran susceptibles de cambiar durante el período de evaluación.

En tal sentido, se han incorporado como variables de decisión los Costos de Operación de la planta con un incremento interanual del orden del 10% los que impactan en un crecimiento del 1.2% interanual el flujo de egresos. La generación de electricidad mínima de la PCH, 4,138.4 MWh, se le han aplicado decrementos interanuales del orden del 3%, lo que modifica el flujo de ingresos en decrementos del orden del 3% interanual.

En condiciones normales de operación de la PCH, el VAN del proyecto es de Q 130.9 miles (Ver Tabla 6.12 Sensibilidad del Proyecto Hidroeléctrico, celda B3), en tanto que para la formulación del Analisis de Sensibilidad y con la aplicación a las variables de decisión de los porcentajes precitados, los flujos de egresos están contenidos en las celdas B2:F2 y los flujos de ingresos están comprendidos entre las celdas A3:A7.

Como puede establecerse en la Tabla 6.12, el valor máximo permisible del flujo de egresos es de Q 1,642.9 miles (E2), el cual combinado con un flujo de ingresos de Q 1,839.5 (A3) proyecta en la coordenada (E3) un VAN de Q 33.2 miles. Con un flujo de egresos de Q 1,604.2 (C2) y un flujo de egresos de Q 1,839.5 miles (A3) el VAN obtenido es de Q 115.1 miles (C3).

Los escenarios que aparecen en las celdas B3 (escenario normal) y D3 corresponden al VAN positivo obtenido en cada combinación de los flujos de ingresos y egresos del proyecto hidroeléctrico. Los datos que aparecen con fondo gris corresponden a un VAN negativo, como resultado de las combinaciones de los correspondientes flujos de ingresos y egresos, los que hacen inviable la ejecución del proyecto hidroeléctrico. Como puede observarse en la tabla 6.12, el proyecto solo es sensible a los incrementos en los gastos de operación, los que incrementan considerablemente el flujo de egresos.

En cuanto a la Tasa Interna de Retorno –TIR- del proyecto de 20.6% (B12) para un escenario en condiciones normales de operación de la PCH, se efectuaron los cálculos de sensibilización utilizando el procedimiento anterior, cuyos resultados positivos están dentro del 20.4% y el 20.6% y contenidos en las celdas B12:E12; en las celdas marcadas con fondo gris, la TIR es inferior a la Tasa de Corte, lo que indica la no factibilidad financiera del proyecto de la PCH.

Tabla 6.12 Sensibilidad del Proyecto Hidroeléctrico
Variaciones en el VAN del proyecto -Q/000's-

	A	B	C	D	E	F
1	VAN	Incrementos en el Flujo de Egresos				
2	130.9	1,585.2	1,604.2	1,623.4	1,642.9	1,662.6
3	1,839.5	130.9	115.1	82.9	33.2	(36.0)
4	1,784.3	(51.2)	(69.0)	(105.2)	(161.3)	(239.3)
5	1,730.8	(268.2)	(288.3)	(329.1)	(392.3)	(480.1)
6	1,678.9	(520.3)	(543.0)	(589.0)	(660.2)	(759.1)
7	1,628.5	(807.4)	(832.8)	(884.7)	(964.9)	(1,076.4)
8						
9	Variaciones en la TIR del proyecto -%-					
10	TIR	Incrementos en el Flujo de Egresos				
11	20.63%	1,585.2	1,604.2	1,623.4	1,642.9	1,662.6
12	1,839.5	20.6%	20.6%	20.5%	20.4%	20.2%
13	1,784.3	20.2%	20.1%	20.0%	19.9%	19.7%
14	1,730.8	19.6%	19.6%	19.5%	19.3%	19.1%
15	1,678.9	19.0%	19.0%	18.8%	18.7%	18.4%
16	1,628.5	18.3%	18.3%	18.1%	18.0%	17.7%

FUENTE: Investigación directa, 2007 y la Tabla 6.10 Evaluación Financiera.

RESUMEN

En el Estudio Financiero lo trascendental es demostrar que el proyecto de la PCH es rentable a través de la estimación de los ingresos por ventas de electricidad y los créditos de carbono, los recursos financieros necesarios para la inversión y los costos y gastos que resulten de la operación de la pequeña central hidroeléctrica.

De la misma forma como se formularon las proyecciones de los costos y gastos, paralelamente se elaboraron las proyecciones de los ingresos, es decir, los recursos financieros que recibirá la central generadora por la venta de energía eléctrica y los créditos de carbono que mejoran considerablemente la rentabilidad del proyecto como tal. Las proyecciones de los ingresos por venta de energía eléctrica se han formulado considerando la generación anual de electricidad calculada en el Estudio Técnico, y el precio al que se venderá dicha energía producida, el que para los efectos mencionados se ha establecido en Q 423.50 el MWh.

Para la realización del proyecto hidroeléctrico se han estudiado dos fuentes de financiamiento. La inversión es de Q 9,046.0 miles de los cuales el 70% serán captados del sistema financiero nacional y el restante 30% son recursos propios, administrados a través de un Fideicomiso de Inversión para la ejecución de las obras. Las obras civiles, con un total de Q 4,938.4 miles, es el componente de

mayor valor con un 54.6% del costo total, le sigue el Equipo Electromecánico, con un total de Q 2,346.8 miles, lo que representa el 25.9% del presupuesto de inversiones.

La información financiera se enfoca a los principales estados financieros: Balance General, Estado de Resultados y Estado de Flujos de Efectivo, los que permiten hacer una evaluación práctica de la rentabilidad del proyecto hidroeléctrico, así como de la posición financiera y de la capacidad financiera de crecimiento, entre otros. El Estado de Flujos de Efectivo es uno de los instrumentos financieros analíticos de mayor importancia para establecer el óptimo funcionamiento de las operaciones de la Pequeña Central Hidroeléctrica. El Balance General de la PCH provee información sobre los activos, pasivos y el capital contable al final del año fiscal, y como instrumento financiero proyectado refleja cual es el comportamiento de las cuentas a lo largo de la vida útil de la central hidroeléctrica. Los estados financieros aunque persiguen diferentes propósitos, están intrínsecamente ligados. Durante el primer año de operaciones se esperaría un flujo neto de efectivo de Q 375.0 miles; al final del 5to. año, Q 2,611.0 miles, mientras que el movimiento de operaciones al final del horizonte de evaluación, año 10, se ha planificado que el saldo de la cuenta Caja y Bancos se sitúe en Q 8,635.4 miles.

El análisis del Punto de Equilibrio como método de planificación financiera tiene por objeto proyectar el nivel de ingresos por venta de energía eléctrica que necesita la PCH para colocarse en un punto de empate, en el que el desarrollo de las operaciones relacionada con ingresos por ventas de energía eléctrica, absorbe en su totalidad los costos variables y los costos fijos. En el primer año de operaciones, la PCH espera tener un flujo de ingresos de Q 1,186.6 miles, para lo cual deberá generar 2,801.9 MWh utilizando durante el año en promedio el 61.0% (488 kW) de su capacidad instalada.

La evaluación financiera reúne los resultados de todos los componentes del Estudio de Prefactibilidad con el objeto de demostrar su viabilidad. Los resultados son positivos y consideran los flujos netos de efectivo tanto del proyecto como para el inversionista, llevados a valor presente en un horizonte de evaluación de 10 años. Para este efecto los indicadores financieros calculados son el VAN, TIR, R B/C, RI y BAUE. El costo promedio ponderado de capital equivale a la Tasa de Corte, con lo que si y solo si se acepta que el proyecto de la PCH proporcione un rendimiento superior al costo del financiamiento y el costo del capital propio.

El VAN del proyecto es de Q 130.9 miles y el del inversionista se sitúa en Q 1,914.3 miles, lo que indica que el proyecto recibirá un interés anual de 20.63%, y el inversionista 30.31% durante la vida útil de la planta. En cuanto al Análisis de Sensibilidad, el valor máximo permisible de los egresos es de Q 1,642.9 miles y el flujo mínimo de ingresos deberá ser del orden de Q 1,839.5 miles.

a. Conclusiones

[1] El desarrollo hidroeléctrico optimizado presenta una inversión de Q 9.1 millones, para una capacidad instalada de 800 kW, con un factor de planta de 62.59% y una producción media anual de 4.4 GWh. Los principales beneficios esperados, derivados de su operación son los siguientes:

- Confiabilidad en la prestación del servicio de electricidad en las comunidades beneficiadas.
- Cumplimiento de acuerdos sectoriales, nacionales e internacionales de producción limpia de energía evitando las emisiones de CO₂.
- Disminución de la dependencia de combustibles fósiles para generación eléctrica que contribuye a la soberanía energética del país y a la estabilidad de precios.
- Movilización de recursos financieros públicos y privados para promover el desarrollo en el área de estudio; induce a la creación de nuevas oportunidades de empleo y fortalece la competitividad de las actividades comerciales e industriales locales.

[2] El esquema de financiamiento que resulta factible para el desarrollo del proyecto PCH Río La Virgen es mediante la participación pública y privada a través de la creación de la Empresa Municipal de Electricidad, en la que la Municipalidad de Masagüa sería socia. El esquema permite además la constitución de un fideicomiso de inversión y operaciones, por lo que en ambos casos estaría afianzado por contratos PPA/BOOT.

El Concejo Municipal tendrá la responsabilidad de efectuar las gestiones legales y administrativas para el adecuado funcionamiento de la planta.

[3] La construcción y operación de la PCH es un proyecto de hidroenergía ambientalmente sustentable que no agotará el recurso agua, no contaminará el entorno y no provocará el deterioro en la salud de los seres humanos residentes en la zona de aprovechamiento.

[4] Desde el punto de vista económico, el proyecto PCH Río La Virgen presenta un beneficio neto positivo de Q 130.9 miles y una tasa interna de retorno de 20.63% anual. Desde el punto de vista financiero, el proyecto presenta beneficios que compensan la inversión de los recursos propios en 30.31% anual, con un beneficio neto positivo de Q 1,914.3 miles. Básicamente lo anterior se debe a dos situaciones: a) la baja relación entre el costo del proyecto y su producción que alcanza en potencia Q 11,307.88 / kW y en energía Q 2,055.91 / (GWh/año), para una capacidad instalada de 800 kW que produce 4.4 GWh/año y b) La venta de Certificados de Reducción de Emisiones (CER's) en el mercado internacional de carbono.

b. Recomendaciones

- [1] Se recomienda continuar con la siguiente etapa de estudios y diseños para la ejecución del proyecto Pequeña Central Hidroeléctrica Río La Virgen.
- [2] Formular oportunamente los estudios de alternativas de repotenciación de la PCH con el objeto de incrementar la capacidad instalada a partir del año 10 de operaciones. Esto como resultado de la liquidación del préstamo bancario al final del año 8 y recuperación de la inversión a partir del año 10 de operaciones.
- [3] Implementar y darle seguimiento al Plan de Gestión Ambiental para que el proyecto hidroeléctrico sea ambientalmente sustentable.
- [4] Se recomienda constituir la *Empresa Municipal de Electricidad de Masagua –EMEM-* bajo un esquema de propiedad y administración pública-privada que desarrolle la actividad de generación hidroeléctrica.

c. Bibliografía

- [1] Arcadis – Tetraplan. Proyectos de Créditos / Bonos de Carbono – Clima Latino. Guayaquil, Ecuador, Octubre de 2007.
- [2] Baca Urbina, G. Evaluación de Proyectos. 2001. 4ta. Edición. Editorial McGraw-Hill. México. 383 p.
- [3] BID (Banco Interamericano de Desarrollo) – OLADE (Organización Latinoamericana de Energía). Quito, Ecuador, Agosto de 1994. Guía para la Evaluación de Impacto Ambiental de Centrales Hidroeléctricas. 162 p.
- [4] Espinoza, Guillermo. Fundamentos de Evaluación de Impacto Ambiental. BID (Banco Interamericano de Desarrollo) – CED (Centro de Estudios para el Desarrollo). Santiago – Chile 2001.
- [5] Burstein, D. – Stasiowski, F. 1999. Administración de Proyectos. Editorial Trillas. México. 185 p.
- [6] Consejeros en Finanzas Empresariales. Como hacer negocios en Guatemala. Septiembre de 2002.
- [7] CFE (Comisión Federal de Electricidad, MX). 11ª. Edición, 1997. Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico – Generación-. 160 p.
- [8] Fundación BUN-CA. Guía Centroamericana de Financiamiento de Carbono. San José, Costa Rica, 1ª. Edición Septiembre de 2004.
- [9] Fundación BUN-CA. Manual sobre Energía Renovable Hidráulica a pequeña escala. San José, Costa Rica, 1ª. Edición Septiembre de 2002.
- [10] Gitman, L. 1990. Administración Financiera Básica. Editorial Harla. México. 723 p.
- [11] Guatemala. Congreso de la República.
- [12] Constitución Política de la Republica. 03 de Junio de 1985.
 - [13] Decreto 2-70, Código de Comercio. 09 de Abril de 1970.
 - [14] Decreto 20-86, Ley de Fomento de Desarrollo de Fuentes Nuevas y Renovables de Energía. 10 de enero de 1986.
 - [15] Decreto 68-86, Ley de Protección y Mejoramiento del Medio Ambiente.
 - [16] Decreto 93-96 Ley General de Electricidad, 16 de Noviembre de 1996.
 - [17] Decreto 52-2003, Ley de incentivo para el desarrollo de proyectos de energía renovable.
- [18] Guatemala. Gobierno de la República.
- [19] Acuerdo Gubernativo No. 256-97, Reglamento de la Ley General de Electricidad, 21 de marzo de 1997.
 - [20] Acuerdo Gubernativo No. 299-98, Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista de Electricidad. 25 de Mayo de 1998.
- [21] Guatemala. Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales –MARN-. Primera Comunicación Nacional sobre Cambio Climático. Guatemala de la Asunción, Diciembre de 2001.
- [22] Guatemala. Ministerio de Energía y Minas.

- [23] Acuerdo Gubernativo No. 68-2007, Reformas al Acuerdo Gubernativo No. 256-97.
 - [24] Acuerdo Gubernativo No. 69-2007, Reformas al Acuerdo Gubernativo No. 299-98.
- [25] Hurtado, Jorge y Mora, Diego. Guía para Estudios de Prefactibilidad de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas como parte de Sistemas Híbridos. Pontificia Universidad Javeriana, Facultad de Ingeniería Civil. Bogotá, Colombia, 2004.
- [26] Instituto Nacional de Electrificación –INDE-. Situación del Sector Eléctrico de Guatemala, mayo 2006.
- [27] Instituto Nacional de Electrificación –INDE-. Hidroeléctrica Xalalá, Fundamental para el Desarrollo. Julio de 2007.
- [28] KFW FÖRDERBANK, República Federal de Alemania. Que es el Mercado de Carbono y cuales son las oportunidades para América Central. 2007.
- [29] NORAD (Norwegian Agency for Development Cooperation). 1995. México. Seminario Noruego de Tecnología Hidroeléctrica.
- [30] ONU (Organización de las Naciones Unidas). Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Naciones Unidas 1992.
- [31] ONU (Organización de las Naciones Unidas). 1978. Manual para la Preparación de Estudios de Viabilidad Industrial. Nueva York. 268 p.
- [32] ONU (Organización de las Naciones Unidas). Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Naciones Unidas 1998.
- [33] Pastakia, C.M.R.. 1998. The Rapid Impact Assessment Matrix (RIAM). Software. DHI Water & Environment Horsholm, Denmark.
- [34] Población de la Zona de Aprovechamiento. 2007. (Entrevista). Aldeas, Caseríos, Urbanizaciones, Municipio de Masagua, Escuintla, Guatemala.
- [35] Profesionales – Técnicos INDE. 2007. (Entrevista) Geólogos, Hidrólogos, Ingenieros Electricistas y Civiles. Ciudad de Guatemala.
- [36] Sapag Chain, N. 2001. Evaluación de Proyectos de Inversión en la Empresa. Primera Edición. Editorial Prentice Hall. Buenos Aires, Argentina. 412 p.
- [37] Sapag Chain, N. – Sapag Chaín, R. 2000. Preparación y Evaluación de Proyectos. Cuarta Edición. Editorial McGraw – Hill. Chile. 439 p.
- [38] Sapag Puelma, J.M. 2000. Evaluación de Proyectos, Guía de Ejercicios, Problemas y Soluciones. Segunda Edición. Editorial McGraw-Hill Interamericana. Chile. 354 p.
- [39] Schmelkes, C. 1988. Manual para la Presentación de Anteproyectos e Informes de Investigación (Tesis). Editorial Harla. México. 214 p.
- Otras Referencias:
- [40] <http://www.amm.org>
- [41] <http://www.cnee.gob.gt>
- [42] <http://www.inde.gob.gt>
- [43] <http://www.mintrabajo.gob.gt>
- [44] <http://www.ossberger.de>
- [45] <http://www.thales.cica.es>

d. Glosario de Términos

Balance Energético: Valor estadístico de un sistema dado, proceso, región o área económica, en un período de tiempo dado, de la cantidad de oferta de energía y la energía consumida, incluyendo las pérdidas por conversión, transformación y transporte.

BOOT: De las siglas en inglés built, own, operate, transfer. En español construir, ser propietario operar y transferir. Es una modalidad de contratos en los cuales se da en concesión la construcción, montaje, suministro de bienes y servicios de los proyectos.

Capacidad Instalada: También llamada Potencia Nominal o Potencia de Placa de 800 kW, lo que indica que producirá 800 kilovatios-hora (kWh) de energía por hora de funcionamiento, cuando esté operando a plena capacidad.

Caudal de Diseño: Volumen de agua que fluye a través de una sección de un curso de agua por unidad de tiempo, se mide en metros cúbicos por segundo (m^3/s). Para la PCH corresponde a 14.58 m^3/seg ; es el caudal de agua necesario para que la central trabaje a plena capacidad.

CER's: Certificado de Reducción de Emisiones.

CO₂: Dióxido de Carbono. Gas de Efecto Invernadero (GEI) descrito en el Protocolo de Kyoto.

CMPC: Costo medio ponderado de capital. De las siglas originales en inglés WACC (Weighted Average Cost of Capital).

Energía: Se define como la cantidad de trabajo que un sistema físico es capaz de producir, la cual no puede ser creada, ni consumida, ni destruida.

Energía limpia: Una energía se considera limpia cuando su utilización no tiene riesgos potenciales añadidos, y suponen un nulo o escaso impacto ambiental. Prácticamente no existe una energía limpia 100%. Las alteraciones que pueda provocar una energía limpia -considerando su ciclo de vida-, no son relevantes como para alterar ecosistemas, ciclos hidrológicos, o generar residuos que la naturaleza no pueda asimilar previamente tratados. Con esta definición quedan excluidas por ejemplo, las grandes represas y la energía nuclear. Las energías limpias, son renovables y compatibles con sociedades sustentables.

Energía renovable: Las energías de origen renovable, son consideradas como fuentes de energía inagotables, con las siguientes características: suponen un nulo o escaso impacto ambiental. Utilizan para la generación de energía recursos continuos o renovables. Se entiende como *recursos continuos* a los recursos inagotables y corresponden a fuentes de energía cuya oferta no se ve

afectada por la actividad humana. ej.: la radiación solar y la energía eólica. Son *recursos renovables* los recursos que pueden continuar existiendo, a pesar de ser utilizados por la actividad económica, gracias a los procesos de regeneración. Sin embargo pueden ser agotados, cuando están siendo consumidos más rápidamente de lo que se regeneran (sobreexplotación), o por alteración de los ecosistemas. ej.: plantas, animales, agua, suelo. Si bien las centrales hidroeléctricas se consideran energías renovables, de acuerdo a esta definición, no entrarían en esta categoría, puesto que tienen una vida útil acotada y atentan contra la sustentabilidad.

Factor de Planta: El significado práctico es cuando el generador estará girando en condiciones normales durante el 62.59% de las horas del año y solo estará operando a plena potencia durante un número limitado de horas al año.

Fenómeno del Niño: En climatología se denomina El Niño a un síndrome climático, erráticamente cíclico, que consiste en un cambio en los patrones de movimientos de las masas de aire provocando, en consecuencia, un retardo en la cinética de las corrientes marinas normales, desencadenando el calentamiento de las aguas sudamericanas; provoca estragos a escala mundial, afectando directamente a América del Sur, Indonesia y Australia.

Fenómeno de la Niña: Tanto El Niño como La Niña, son los ejemplos más evidentes de la variabilidad climática global siendo parte fundamental de un vasto y complejo sistema de fluctuaciones climáticas. La Niña se caracteriza por temperaturas bajas, si se le compara con El Niño. Durante un episodio de La Niña, es típico observar condiciones más secas respecto a lo normal sobre el océano Pacífico Ecuatorial Central, debido a un debilitamiento de la corriente en chorro durante los meses de diciembre a febrero, y por el fortalecimiento de los sistemas en Australia/Sudeste de Asia, América del Sur/Centroamérica y África.

Fideicomiso: Es la transmisión de uno o más bienes, cantidades de dinero o derechos, presentes o futuros, a una persona natural o persona jurídica llamada fiduciario, para que sean administrados o invertidos de acuerdo a un contrato, a favor del propio fideicomitente o de un tercero, llamado Fideicomisario, quien es el que se beneficia del Fideicomiso. El objetivo primordial es administrar por encargo un patrimonio, pero puede constituirse también para garantizar el cumplimiento de obligaciones, especialmente crediticias. El contrato de fideicomiso debe constar en escritura pública en el acto de suscribirse, debiendo constar la aceptación del fiduciario en el mismo acto y consignándose en el documento el valor estimativo de los bienes.

Fideicomitente: Es el que posee la capacidad legal para enajenar sus bienes.

Fiduciario: Sólo podrán ser fiduciarios los bancos legalmente establecidos en el país. Las instituciones de crédito podrán asimismo actuar como fiduciarios, después de haber sido autorizadas especialmente para ello por la Junta Monetaria.

Fideicomisario: Es la persona individual o jurídica que en el momento en que de acuerdo con el fideicomiso le corresponda entrar a beneficiarse del mismo, tenga capacidad de adquirir derechos. El fideicomitente podrá designarse a sí mismo como fideicomisario. El fiduciario nunca podrá ser fideicomisario del mismo fideicomiso.

Ke: Costo de Inversión del Capital propio.

PCH: Acrónimo de pequeña central hidroeléctrica.

PDC: Plan de Contingencia.

Potencia Eléctrica: Se mide en vatios (W), kilovatios (kW), megavatios (MW), etc. La potencia es transferencia de energía por unidad de tiempo. La potencia es medida en cualquier instante de tiempo, en tanto que la energía debe ser medida durante un cierto periodo.

PPA: De las siglas en inglés power, purchase, agreement. Que significa acuerdo de compra de energía. Es una modalidad de contratos para la compra venta de potencia y energía eléctrica.

Turbina: Esta produce la electricidad conjuntamente con el generador, la que se mide en términos de cantidad de energía eléctrica que son capaces de convertir a partir de la energía cinética del agua en términos de kilovatios-hora (kWh), de megavatios-hora (MWh) o Gigavatios –hora (GWh) durante un cierto periodo de tiempo, normalmente un año.

Unidades de Medida de la Energía y Potencia Eléctrica

- **KW:** Kilovatio. Unidad de potencia, equivale 1000 Vatios.
- **KWh:** Kilovatio/hora. La potencia de mil vatios aplicada durante una hora. Unidad de energía que equivale a 1,000 vatios/hora.
- **MW:** Megavatio. Unidad de potencia que equivale a 1,000 kilovatios.
- **MWh:** Megavatio/hora. Unidad de energía que equivale a 1,000 kilovatios/hora.
- **GW:** Gigavatio. Unidad de potencia que equivale a 1.000 megavatios.
- **GWh:** Gigavatio/hora. Unidad de energía que equivale a 1.000 megavatios/hora.

ANEXO 1 **PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA RÍO LA VIRGEN** **ESQUEMA EN PLANTA.**

