



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Instituto
Ingeniería
Energética



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE MÁSTER
TECNOLOGÍA ENERGÉTICA PARA DESARROLLO SOSTENIBLE

**“Diseño de un sistema híbrido
renovable para suministro de
electricidad a una comunidad rural
aislada en la zona del triángulo Ixil,
Guatemala”**

AUTOR: CALCAGNOTTO MASCARELLO, MARINA

TUTOR: PEÑALVO LÓPEZ, ELISA

Curso Académico: 2019-2020

“Fecha 09/2020”

AGRADECIMIENTOS

Me gustaría agradecer a la Fundación Carolina por la oportunidad de estudiar este Máster. También quiero agradecer al Centro de Cooperación al Desarrollo (CCD) de la UPV, que me ha brindado con la beca MERIDIES, por medio de la cual he podido tener una primera experiencia en el mundo de la cooperación y dar sentido a este trabajo.

Gracias también a todos los compañeros de Nebaj, principalmente a los del Centro Kulbaalib Xe'chulub y de la ONG Perifèries por la oportunidad que hemos tenido de compartir. Lo poco que he dejado no se compara con todo lo que me llevo de Guatemala.

Mis agradecimientos también a la UPV, al profesorado y a mi tutora por el apoyo y las enseñanzas al largo de estos dos años.

RESUMEN

El presente Trabajo Final de Máster tiene como objetivo proponer una solución para la electrificación de una comunidad aislada de Guatemala. Se desea priorizar el empleo de recursos renovables para fomentar la soberanía energética en la región. Se ha estudiado el contexto energético de Guatemala y del municipio de Nebaj, donde está ubicada la comunidad de Xecotz, que fue la seleccionada para el estudio. Tras la realización de un diagnóstico participativo en la comunidad se han recogido las informaciones necesarias para analizar las necesidades energéticas y los recursos disponibles, además de posibles restricciones y limitaciones. Se ha evaluado la demanda energética, con enfoque en la electricidad, y se han hecho predicciones para su evolución al largo del tiempo de análisis, por medio de las cuales se crearon algunos escenarios. Empleando el software HOMER se han simulado distintas configuraciones de sistemas híbridos para encontrar la solución óptima. Tras un análisis de sensibilidad se ha verificado la influencia de la evolución de demanda y del caudal de diseño de la microcentral hidroeléctrica en la configuración óptima del sistema. Con las consideraciones adicionales se ha elaborado un análisis de la factibilidad tecno-económico, ambiental y social. Se han propuesto distintas opciones para la implementación del proyecto, aunque se reconoce que en esta etapa muchos factores con alta influencia en el proceso de toma de decisión no son conocidos. Por fin, se discuten los distintos modelos de tarifación y se propone una tarifa visando la sostenibilidad del proyecto a largo plazo. Se concluye que el sistema híbrido es una alternativa muy interesante frente a la extensión de la red para la comunidad en cuestión, principalmente si aplicado un modelo comunitario de gestión. Este estudio puede servir como guía para la implementación futura de este proyecto y de otros en la región, por lo que su objetivo principal es logrado.

Palabras Clave: electrificación rural; sistema híbrido renovable; sistema aislado; HOMER; simulación; Guatemala.

RESUM

El present Treball Final de Màster té com a objectiu proposar una solució per a l'electrificació d'una comunitat aïllada de Guatemala. Es desitja prioritzar l'ús de recursos renovables per fomentar la sobirania energètica a la regió. S'ha estudiat el context energètic de Guatemala i de el municipi de Nebaj, on està situada la comunitat de Xecotz, que va ser la seleccionada per a l'estudi. Després de la realització d'un diagnòstic participatiu en la comunitat s'han recollit les informacions necessàries per analitzar les necessitats energètiques i els recursos disponibles, a més a més de possibles restriccions i limitacions. S'ha avaluat la demanda energètica, amb enfocament en l'electricitat, i s'han fet prediccions per a la seua evolució al llarg de el temps d'anàlisi, per mitjà de les quals es van crear alguns escenaris. Emprant el programari HOMER s'han simulat diferents configuracions de sistemes híbrids per trobar la solució òptima. Després d'una anàlisi de sensibilitat s'ha verificat la influència de l'evolució de demanda i del cabal de disseny de la microcentral hidroelèctrica a la configuració òptima del sistema. Amb les consideracions addicionals s'ha elaborat una anàlisi de la factibilitat tecno-econòmic, ambiental i social. S'han proposat diferents opcions per a la implementació del projecte, tot i que es reconeix que en aquesta etapa molts factors amb alta influència en el procés de presa de decisió no són coneguts. Per fi, es discuteixen els diferents models de tarifació i es proposa una tarifa visant la sostenibilitat del projecte a llarg termini. Es conclou que el sistema híbrid és una alternativa molt interessant davant de l'extensió de la xarxa per a la comunitat en qüestió, principalment si aplicat un model comunitari de gestió. Aquest estudi pot servir com a guia per a la implementació futura d'aquest projecte i d'altres a la regió, pel que el seu objectiu principal és assolit.

Paraules clau: electrificació rural; sistema híbrid renovable; sistema aïllat; HOMER; simulació; Guatemala.

ABSTRACT

This Master's Final Project aims at proposing a solution for the electrification of an isolated community in Guatemala. It is desired to prioritize the use of renewable resources to promote energy sovereignty in the region. The energy context of Guatemala has been studied as well as of the municipality of Nebaj, where the community of Xecotz, which was selected for the study, is located. After conducting a participatory diagnosis in the community, the necessary information has been collected to analyze energy needs and available resources, as well as possible restrictions and limitations. The energy demand has been evaluated focusing on electricity, and future predictions have been made over the time of analysis. By means of that some scenarios were created. Using HOMER software, different configurations of hybrid systems have been simulated to find the optimal solution. After a sensitivity analysis, the influence of the evolution of demand and the design flow of the micro hydro power plant on the optimal configuration of the system has been verified. Adding some considerations, an analysis of the techno-economic, environmental and social feasibility has been elaborated. Different options have been proposed for the implementation of the project, although it is recognized that at this stage many factors with high influence on the decision-making process are not known. Finally, the different tariff models are discussed and a tariff is proposed aiming at the long-term sustainability of the project. As a conclusion, the hybrid system is a very interesting alternative in comparison to the extension of the network for the community in question, mainly if a community management model is applied. This study can serve as a guide for the future implementation of this project and others in this region, so that its main objective is achieved.

Keywords: rural electrification; renewable energy systems; isolated system; HOMER; simulation; Guatemala.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. OBJETIVO.....	1
1.2. JUSTIFICACIÓN.....	1
1.3. ANTECEDENTES.....	2
1.4. ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO.....	3
CAPÍTULO 2. CONTEXTO LOCAL Y DIAGNÓSTICO.....	5
2.1 CONTEXTO ENERGÉTICO DE GUATEMALA.....	5
2.1.1 Estructura del Sector Energético.....	5
2.1.2 Balance Energético.....	8
2.1.3 Política Energética Nacional 2013-2027.....	10
2.1.4 Potencial Energético.....	11
2.1.5 Cobertura Eléctrica y el Uso de Leña.....	12
2.1.6 Gastos Energéticos de Comunidades no electrificadas.....	15
2.1.7 Política Nacional de Electrificación Rural 2019-2032.....	15
2.1.8 Ley y Reglamento de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable.....	17
2.1.9 Normativa Generación Distribuida.....	18
2.1.10 Normativa de Autoproducción.....	20
2.1.11 Tarificación Electricidad.....	21
2.1.12 Conflictividad Social.....	21
2.2 CONTEXTO GENERAL DE LA REGIÓN DE ESTUDIO.....	22
2.2.1 Municipio de Nebaj.....	22
2.2.2 Aldea Xecotz.....	25
2.3 DIAGNÓSTICO DE LA COMUNIDAD.....	28
2.3.1 Diagnóstico Participativo.....	28
2.3.2 Entrevistas Individuales.....	30
2.3.3 Recorrido por la aldea.....	31
CAPÍTULO 3. ELECTRIFICACIÓN DE ZONAS RURALES AISLADAS.....	35

3.1 SISTEMAS HÍBRIDOS RENOVABLES	35
3.2 MODELOS DE GENERACIÓN.....	36
3.3 DISEÑO DE MINIRREDES.....	37
3.4 GENERACIÓN COMUNITARIA	37
3.4.1 MCHs Comunitarias en la Región de Interés	38
CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA.....	40
4.1 NECESIDADES ENERGÉTICAS EN UN ENTORNO RURAL.....	41
4.2 DEMANDA ELÉCTRICA	42
4.2.1 Demanda Residencial	42
4.2.2 Demanda Comunitaria.....	44
4.2.3 Demanda Futura	47
4.2.4 Demanda de las demás Aldeas	49
4.3 DEMANDA TÉRMICA	51
CAPÍTULO 5. EVALUACIÓN DE RECURSOS.....	52
5.1 RECURSO SOLAR	52
5.2 EÓLICA.....	55
5.3 RECURSO HIDRÍCO	57
5.3.1 Análisis Hidrológico	58
5.3.2 Determinación del caudal de diseño.....	59
5.3.3 Determinación del salto	60
5.3.4 Elección de la Turbina.....	62
3.3.5 Hidrografía Local	64
5.4 BIOMASA	70
5.5 BIOGÁS	72
CAPÍTULO 6. SIMULACIONES.....	73
6.1 PARÁMETROS DE ENTRADA	73
6.1.1 Carga Eléctrica.....	73
6.1.2 Carga Térmica	73
6.1.3 Carga Diferible.....	73
6.1.4 Recursos.....	74
6.1.5 Extensión de red.....	74
6.1.6 Económicos	75

6.1.7 Restricciones	75
6.1.8 Control del Sistema	75
6.1.9 Tecnologías	76
6.1.9.1 Fotovoltaica.....	76
6.1.9.2 Hidroelectricidad	76
6.1.9.3 Conversor	78
6.1.9.4 Baterías	78
6.1.9.5 Generador Diésel.....	79
6.2 SIMULACIONES	79
6.3 RESULTADOS.....	80
6.3.1 Escenario A0.....	80
6.3.2 Escenario A0D	81
6.3.3 Escenarios futuros (A5 a A25)	82
6.3.4 Escenarios B	84
6.3.5 Distancia mínima de la red	86
CAPÍTULO 7. DISEÑO DE LA MINIRRED.....	87
7.1 Criterios utilizados	87
7.2 Tipo de suministro	88
7.3 Arquitectura del sistema de potencia	88
7.4 Diseño de la red	89
CAPÍTULO 8. ANÁLISIS ADICIONALES.....	93
8.1 ANÁLISIS ECONÓMICO	93
8.1.1 Flujo de caja	93
8.1.2 Tarifación	94
8.1.2.1 Modelos de tarifación.....	94
8.1.2.2 Propuesta de tarifa	95
8.2 ANÁLISIS AMBIENTAL.....	96
8.3 ANÁLISIS SOCIAL	97
CAPÍTULO 9. CONCLUSIONES	99
CAPÍTULO 10. BIBLIOGRAFÍA.....	103
ANEXOS.....	108

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 - Población de las comunidades. Fuente:[39]	28
Tabla 2 - Tipos de viviendas y estimaciones de consumo. Fuente: elaborado por la autora.....	43
Tabla 3 - Cargas de los espacios de uso comunitario. Fuente: elaborado por la autora.	45
Tabla 4 – Horarios estimados para los espacios de uso comunitario. Fuente: elaborado por la autora.....	46
Tabla 5 - Consumo diario para los escenarios A. Fuente: elaborado por la autora.....	49
Tabla 6 -Consumo diario para los escenarios B. Fuente: elaborado por la autora.	50
Tabla 7 – Datos obtenidos para Nebaj. Fuente: [58].	52
Tabla 8 - Valores de irradiación global horizontal. Fuente: [58].	54
Tabla 9 - Estimaciones iniciales para la MCH en el río Suchum. Fuente: elaborado por la autora.	70
Tabla 10 – Valores empleados para los escenarios con carga diferible. Fuente: elaborado por la autora.....	74
Tabla 11 – Costes empleados para la MCH. Fuente: elaborado por la autora.....	77
Tabla 12 - Costes empleados para el sistema de distribución entre la MCH y la comunidad. Fuente: elaborado por la autora.	78
Tabla 13 - Valores empleados para cada escenario. Fuente: elaborado por la autora.	80
Tabla 14 – Resultados para los escenarios B. Fuente: elaborado por la autora.....	85

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Estructura del subsector eléctrico de Guatemala. Fuente: [16]	7
Figura 2 - Marco legal del subsector eléctrico en Guatemala. Fuente: [16]	7
Figura 3 - Distribución del consumo final de energía en Guatemala. Fuente: [18]	9
Figura 4 - Potencial Energético y Nivel de Aprovechamiento. Fuente: [21]	12
Figura 5 – Relación del IDH con el consumo de leña per cápita para los países del SICA. Fuente: [2].....	13
Figura 6 - Estufa mejorada en vivienda de la región. Fuente: elaborada por la autora.	15
Figura 7 - Peso de los indicadores socioeconómicos y técnicos en la priorización de municipios para proyectos de electrificación rural. Fuente: [28]	16
Figura 8 - Distribución de recursos para proyectos de electrificación. Fuente: [28]	17
Figura 9 - Mapa del municipio con sus microrregiones. Fuente: obtenido en la municipalidad de Nebaj.....	24
Figura 10 -Fuentes de alumbrado en el municipio de Nebaj. Fuente: [38].....	26
Figura 11 - Ubicación de las comunidades en la imagen de satélite. Fuente: elaborado por la autora.....	27
Figura 12 - Comunidades sin cobertura eléctrica en el departamento de Quiché. Fuente: adaptado de [2].	27
Figura 13 - Curva de demanda residencial. Fuente: elaborado por la autora.....	44
Figura 14 -Curva de demanda comunitaria escenario A. Fuente: elaborado por la autora.....	46
Figura 15 - Curva de demanda total del escenario A0. Fuente: elaborado por la autora.....	47
Figura 16 - Demanda comunitaria futura. Fuente: elaborado por la autora.	48
Figura 17 - Demanda comunitaria escenario B. Fuente: elaborado por la autora.	49
Figura 18 - Demanda comunitaria escenario B con los picos desplazados. Fuente: elaborado por la autora.	51
Figura 19 – Recurso solar de Guatemala. Fuente: [58].....	53
Figura 20 – Valores Diarios de Irradiación Global Horizontal. Fuente: [58].....	55
Figura 21 - Representación del recurso eólico en Guatemala. Fuente: [60].....	56
Figura 22 - Velocidad promedio del viento al largo del año. Fuente: [61].....	56

Figura 23 - Clasificación de las PCHS. Fuente:[63].....	57
Figura 24 - Componentes de una central de desviación. Fuente: [68]	58
Figura 25 - Gráfica para selección de turbinas de acuerdo con salto y caudal de diseño. Fuente: [64].....	63
Figura 26 - Comparación de la curva de eficiencia de una turbina de flujo cruzado y de una Francis. Fuente: [75]	64
Figura 27 – Ubicación de los centros poblados en la cuenca Xaclbal. Fuente: elaborado por el autor, adaptado de [73]	65
Figura 28 - Caudales promedios mensuales a la salida de la cuenca Xaclbal [m ³ /s]. Fuente:[73]	66
Figura 29 - Ubicación de los dos ríos cercanos a las comunidades. Fuente: elaborado por la autora.....	67
Figura 30 - Perfil topográfico de un tramo del río Suchum. Fuente: elaborado por la autora. .	68
Figura 31 - Cuenca delimitada para el río Suchum en las cercanías de Xecotz. Fuente: elaborado por la autora.....	69
Figura 32 - Serie de caudales estimada para el Río Suchum. Fuente: elaborado por la autora.	70
Figura 33 - Resumen del flujo de caja para el escenario A0. Fuente: obtenido por la autora con el software HOMER.	81
Figura 34 – Comportamiento del COE y del consumo de diésel para los escenarios de A5 a A25. Fuente: elaborado por la autora.	82
Figura 35 – Representación gráfica del resultado del análisis de sensibilidad para los escenarios A. Fuente: obtenido en HOMER y adaptado por la autora.	83
Figura 36 - Comportamiento del COE y del excedente de electricidad para todos los escenarios A, considerando el caudal de 500 l/s para todos los escenarios. Fuente: elaborado por la autora.	84
Figura 37 – Representación gráfica del resultado del análisis de sensibilidad para los escenarios B. Fuente: obtenido en HOMER y adaptado por la autora.	85
Figura 38 – Distancia mínima de la red eléctrica para los sistemas óptimos de cada escenario. Fuente: elaborado por la autora.	86
Figura 39 - Configuración de barra central CA. Fuente: [49]	89
Figura 40 – Trazado de las líneas aéreas. Fuente: elaborado por la autora.	90
Figura 41 - Esquema del sistema propuesto. Fuente: elaborado por la autora.....	92
Figura 42 – Representación del enfoque sostenible para proyectos de electrificación rural. Fuente:[88].....	93
Figura 43 - Flujo de caja del proyecto clasificado por componentes. Fuente: elaborado por la autora.....	94

Figura 44 - Coste nivelado de la electricidad (COE) para distintas configuraciones del proyecto. Fuente: elaborado por la autora.	100
Figura 45 - Exterior y interior del molino de maíz.	108
Figura 46 - Camino principal de Xecotz.....	108
Figura 47 - Edificio de la auxiliatura.....	109
Figura 48 - Sistema fotovoltaico de una vivienda.....	109
Figura 49 - Viviendas con placas fotovoltaicas.....	110

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1 – Factor de simultaneidad de demanda.....	43
Ecuación 2 - Diámetro de la tubería forzada.....	61

LISTA DE ABREVIATURAS

AMM	Administrador del Mercado Mayorista
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
CO _{2e}	Dióxido de Carbono Equivalente
CODECA	Comité de Desarrollo Campesino
COE	<i>Cost of electricity</i> en inglés; coste de la electricidad en español
DEOCSA	Distribuidora de Energía del Occidente S.A.
DEORSA	Distribuidora de Energía del Oriente S.A.
ECOE	Empresa de Comercialización de Energía Eléctrica
EEGSA	Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.
EGEE	Empresa de Generación de Energía Eléctrica
EIA	Estudio de Impacto Ambiental
EMB	Estufas Mejoradas de Biomasa
ETCEE	Empresa de Transporte de Control de Energía Eléctrica
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GDR	Generadores Distribuidos Renovables (o Generación Distribuida Renovable)
IDEG	Infraestructura de Datos Espaciales de Guatemala
IDH	Índice de Desarrollo Humano
IEMA	Impuesto a las Empresas Mercantiles y Agropecuarias
INAB	Instituto Nacional de Bosques
INDE	Instituto Nacional de Electrificación

IPM	Índice de Pobreza Multidimensional
IRCL	Índice Relativo de Consumo De Leña
IVA	Impuesto sobre el Valor Agregado
kBEP	Kilo Barriles Equivalentes De Petróleo
MAR	Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales
Maue	Mesa de Acceso Universal a la Energía
MCH	Microcentral Hidroeléctrica
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MER	Mercado Eléctrico Regional
NPC	<i>Net Present Cost</i> en inglés; Coste Presente Neto en español
NREL	National Renewable Energy Laboratory
NOCT	<i>Normal Operating Cell Temperature</i> en inglés; Temperatura Normal de Operación de Célula en español
O&M	<i>Operation and Maintenance</i> en inglés; Operación y Mantenimiento en español
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
PDM	Plan de Desarrollo Municipal
PEN	Política Energética Nacional
PNER	Política Nacional de Electrificación Rural
SICA	Sistema de la Integración Centroamericana
SIG	Sistemas de Información Geográfica
SNI	Sistema Nacional Interconectado
SRTM	Shuttle Radar Topography Mission
STC	<i>Standard Test Conditions</i> en inglés; Condiciones Estándares de Test en español
TS	Tarifa Social
tCO _{2e}	Toneladas de Dióxido de Carbono Equivalente
UAEE	Usuario Autoprodutor con Excedentes de Energía

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1. OBJETIVO

El objetivo general consiste en proponer una solución para la electrificación de una comunidad aislada mediante el empleo de recursos renovables. Se desea que este estudio pueda servir como guía para la implementación futura de este proyecto y de otros en la región. Para cumplir con el objetivo general se han fijado objetivos específicos, que son:

- Estudio del contexto y de las necesidades energéticas de la comunidad;
- Estudio de los recursos disponibles;
- Estimaciones de demanda actual y futura y creación de escenarios;
- Simulación de diferentes configuraciones de un sistema híbrido y búsqueda por la solución óptima;
- Análisis de la factibilidad desde un punto de vista de sostenibilidad (tecno-económica, ambiental y social).

1.2. JUSTIFICACIÓN

Los desafíos relacionados a la pobreza en el mundo a día de hoy se relacionan fuertemente al acceso a la energía, visto que en el modelo de desarrollo actual gran parte de actividades económicas dependen de procesos de conversión de energía. Frente a los desafíos medioambientales, entre ellos el cambio climático, los esfuerzos globales van hacia la transición energética, enfocando en la utilización de fuentes renovables con la intención de disminuir el impacto del sector energético. Sin embargo, el establecimiento de la transición en su totalidad en muchos casos es frenado por la falta de recursos económicos, principalmente en los países con niveles más bajos de ingresos. El aspecto social también juega un papel muy importante en los proyectos tecnológicos, incluyendo los que se relacionan a la energía, una vez que estos tienen el propósito de reducir las desigualdades y mejorar la resiliencia y las condiciones de vida de las comunidades. Dicho esto, idealmente las iniciativas sostenibles llevan en cuenta desde sus fases iniciales los tres pilares: ambiental, económico y social.

El acceso universal a la energía es un objetivo esencial dentro del desarrollo de la sociedad mundial contemporánea, como estipulado desde la Organización de las Naciones Unidas mediante los Objetivos del Desarrollo Sostenible (ODS). Esto se debe buscar de una perspectiva de sostenibilidad, es decir garantizar solamente el acceso no es suficiente, sino que como manifestado en el ODS de número 7, el objetivo es “Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos”. [1]

En Guatemala, 1,5 millones de personas no cuentan con suministro de electricidad y que eso es causa de inúmeros problemas a nivel nacional. Junto a los demás países de la región del Sistema de Integración Centroamericano (SICA), presenta una de las mayores condiciones de pobreza a nivel mundial. A esto se le adiciona que actualmente en la región existen aproximadamente 5 millones de personas que no cuentan con el servicio de energía eléctrica. Guatemala tiene un IDH de 0,65, un índice nacional de 92% de cobertura eléctrica y es el primer colocado en consumo de leña per cápita entre los países del SICA. Junto a sus vecinos regionales Honduras y Nicaragua, que también tienen los IDHs más bajos, son los que tienden a utilizar de forma más ineficiente los recursos renovables. [2] En las zonas rurales se identifica una situación muy crítica en relación a la pobreza en general y por consecuencia a la pobreza energética. Debido a que la densidad poblacional es muy inferior a la de los centros urbanos y a las distancias a la infraestructura existente, esta parcela de la población es la que más suele depender de fuentes más tradicionales y por consiguiente menos limpias y seguras.

Es cierto que este problema es multidisciplinario, es decir, tiene muchas raíces de carácter técnico, económico, social, político y cultural. Así que puede ser abordado desde distintas perspectivas y seguramente cada área del conocimiento puede aportar contribuciones igualmente valorables.

En el marco de este proyecto, se desea inicialmente comprender el contexto general de Guatemala y realizar un estudio de caso, en una comunidad aislada ubicada en la zona Noroeste del país. Se desea proponer soluciones que sean lo más sostenibles posibles y, aunque cada proyecto de electrificación tenga sus particularidades, se buscará sacar conclusiones generales para que este estudio pueda orientar otros futuros estudios.

Se entiende que un proyecto de electrificación sostenible es exitoso a largo plazo y puede traer impactos positivos en dirección a otros aspectos. Entre ellos, los que se relacionan con los ODS de número 1 (Fin de la Pobreza), 3 (Salud y Bienestar), 4 (Educación de Calidad), 5 (Igualdad de Género), 8 (Trabajo Decente y Crecimiento Económico), 10 (Reducción de las Desigualdades), 11 (Ciudades y Comunidades Sostenibles) y 13 (Acción por el Clima). [1]

Además, los objetivos de este trabajo van en línea con las políticas nacionales de Guatemala en lo que se refiere a la electricidad, de acuerdo con lo que se detallará en el siguiente capítulo.

1.3. ANTECEDENTES

Buscando ampliar el acceso a la energía, se han elaborado diversos estudios enfocados en soluciones alternativas a la extensión de redes, que muchas veces no es la solución más adecuada para acometer la electrificación de comunidades rurales lejanas y aisladas. [3] Los sistemas híbridos renovables son una alternativa bastante empleada en configuraciones aisladas o conectadas a la red. En el diseño de dichos sistemas se busca optimizar el suministro de una determinada demanda de manera más eficiente, fiable y económica posible. [4]

Existen distintas metodologías que se pueden aplicar para el diseño, optimización y análisis tecno-económica de dichos sistemas. Entre ellas se puede mencionar el empleo de *softwares* de simulación, en que la configuración óptima se puede encontrar comparando el rendimiento y el costo de producción de energía de diferentes configuraciones del sistema. Entre ellos, uno de

los programas de dimensionamiento más utilizados para sistemas híbridos es HOMER desarrollado por el National Renewable Energy Laboratory (NREL), de Estados Unidos. [5]

En [6] se ha empleado HOMER como principal herramienta de análisis para optimizar el suministro de electricidad en una aldea remota en India. Sin embargo, se ha elaborado un análisis previo a las simulaciones para estudiar la demanda y sus variaciones, así como un análisis posterior, en un intento de ir más allá del análisis tecno-económico. Se han considerado brevemente el desafío financiero, la selección del modelo comercial, la cuestión de las tarifas y las preocupaciones regulatorias. Las principales conclusiones del estudio son la importancia del aprovechamiento del recurso hidroeléctrico, donde exista potencial para este tipo de generación; combinar tecnologías para mejorar la fiabilidad del suministro y el sentido comercial del proyecto; el apoyo de gubernamental es necesario puesto que en algunos casos el costo del suministro de electricidad basada en energías renovables no es una opción rentable para aplicaciones remotas.

Hay estudios que proponen combinar dos sistemas de generación, como en [7], en que uno está compuesto exclusivamente por una micro central hidroeléctrica (MCH) y el otro es un sistema híbrido fotovoltaico y eólico. Por medio de la hibridación de los dos sistemas y creando una mini-red única es posible suministrar la demanda de las dos aldeas, aumentando la fiabilidad del suministro eléctrico.

En la zona de estudio existen algunos proyectos de generación comunitaria, basados en la micro hidráulica, que se describirán en esta memoria. Sin embargo, no se tiene ciencia de se hayan estudiado la viabilidad sistemas híbridos, ni que se haya aplicado algún tipo de optimización en la fase de pre-proyecto. Dicho esto, se supone que se haya planificado el aprovechamiento con base en el potencial de generación, en las limitaciones económicas y en las normativas. No obstante, al que todo indica el modelo de generación comunitaria se encaja muy bien en el contexto socio-cultural, aportando diversas ventajas que también serán abordadas en el presente trabajo.

1.4. ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO

El presente documento está estructurado como se explica en la secuencia. El capítulo 1 es la introducción. El capítulo 2 consiste en el contexto y el diagnóstico de la zona; se empieza por el contexto energético general de Guatemala, seguido por el contexto general del municipio y de la aldea estudiada y por fin se describen las informaciones obtenidas por medio del diagnóstico participativo, entrevistas y recorrido. En el capítulo 3 están resumidos puntos relevantes respecto a electrificación rural y los sistemas renovables, destacando algunas experiencias de generación comunitaria en la región de estudio. El capítulo 4 está compuesto por la evaluación de la demanda de Xecotz, la que se ha dividido en residencial, comunitaria y futura, así como estimaciones para otras aldeas cercanas que se incluirán en las simulaciones. La evaluación de los recursos se presenta en el capítulo 5, en el que se mencionan algunos puntos en favor y en contra del empleo de cada uno. El capítulo 6 se dedica a explicar las simulaciones, empezando por los parámetros de entrada, los escenarios simulados y los resultados obtenidos. Algunas cuestiones relevantes respecto al diseño de la red eléctrica están presentadas en el capítulo 7. El capítulo 8 contiene los análisis adicionales, incluyendo el económico, en el que se discuten

algunos aspectos referentes a la tarifa de electricidad, el ambiental y el social, de modo a asegurar el abordaje de sostenibilidad deseado para el proyecto. Por fin en el capítulo 9 se exponen las conclusiones obtenidas del trabajo.

CAPÍTULO 2. CONTEXTO LOCAL Y DIAGNÓSTICO

2.1 CONTEXTO ENERGÉTICO DE GUATEMALA

2.1.1 Estructura del Sector Energético

En Guatemala el sector energético está conformado por el subsector eléctrico y el de hidrocarburos, cuya rectoría le corresponde al Ministerio de Energía y Minas (MEM). En lo que concierne al subsector eléctrico la Ley General de Electricidad y su Reglamento determinan que el MEM es el órgano del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes de Estado, programas indicativos relativos a ese subsector, además de la legislación aplicable para dar cumplimiento a sus obligaciones. La regulación del subsector eléctrico es responsabilidad de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), que establece las tarifas, promueve el desarrollo de nueva energía y eficiencia energética, aparte de encargarse de las subastas y licitaciones entre los distribuidores del país y el sector de la generación. [8] También se hace presente en la estructura el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), entidad privada cuya función es de operador del sistema y del mercado eléctrico. [9] El AMM realiza el despacho o programación de la operación, la coordinación del Sistema Nacional Interconectado (SNI), dentro de los requerimientos de calidad de servicio y también el pos-despacho y administración de las transacciones comerciales del Mercado Mayorista. [10] En lo que se refiere a recursos energéticos también participa de su regulación y gestión el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MAR). [11]

El desarrollo del subsector eléctrico está basado en la Política Energética Nacional, que define los objetivos que deberán considerarse en la realización de toda acción institucional, regulatoria o evolutiva del mercado y sistema eléctrico; ya sea ésta pública o privada, con la finalidad de fortalecerlo [9]. Se comentará acerca de la política corriente en los próximos apartados.

En cuanto al marco regulatorio que rige al subsector eléctrico, su principal instrumento es la Ley General de la Electricidad, aprobada en 1996, cuando se dividió la infraestructura estatal de electricidad y se privatizó partes de ella, aparte de haber creado un mercado abierto para la electricidad.[12] Esta Ley establece los principios siguientes [13]:

- a. La generación de electricidad es libre y no requiere, para tal efecto, autorización o condición por parte del Estado, requiriendo únicamente las reconocidas por la Constitución Política de la República de Guatemala y las leyes del país. Sin embargo, para poder utilizar con este objeto cualquiera de los bienes del Estado, se necesitará de la respectiva autorización del Ministerio, esto en todos aquellos casos en los cuales la potencia de la central sea superior a 5MW.

- b. El transporte de electricidad es libre, siempre y cuando para tal efecto, no sea necesario utilizar bienes de dominio público.
- c. El transporte de electricidad que requiera la utilización de bienes de dominio público y el servicio de distribución final de electricidad, dependerán de la previa autorización respectiva.
- d. Los precios por la prestación del servicio de electricidad son libres, exceptuando los servicios de distribución y transporte, dependientes de autorización previa. Las transferencias de energía entre generadores, importadores, exportadores y comercializadores que sean producto de la operación del Mercado Mayorista, tendrán una regulación sujeta a los términos que la ley establece.

Además, define el Mercado Mayorista como el conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se efectúan a corto y a largo plazo entre agentes del mercado. Los agentes, por su vez, son los generadores, comercializadores, distribuidores, importadores, exportadores y transportistas cuyo tamaño supere el límite establecido en el reglamento de esta ley [14]. El reglamento actual tiene establecidos los siguientes límites, que pueden ser revisados y modificados, a fin de acomodarse a la realidad de los mercados eléctricos [15]:

- a. Generadores: tener una Potencia Máxima mayor de cinco megavatios (5 MW);
- b. Comercializadores: comprar o vender bloques de energía asociados a una Oferta Firme Eficiente o Demanda Firme de por lo menos dos megavatios (2 MW). Los mismos límites se aplicarán a los importadores y exportadores;
- c. Distribuidores: tener un mínimo de quince mil (15.000) usuarios;
- d. Transportistas: tener capacidad de transporte mínima de diez megavatios (10 MW).

El Gran Usuario se define como un consumidor de energía cuya demanda de potencia excede los 100 kW, o el límite inferior fijado por el Ministerio en el futuro. El gran usuario no estará sujeto a regulación de precio y las condiciones de suministro serán libremente pactadas con el distribuidor o con cualquier otro suministrador. [15]

En resumen, la estructura del subsector eléctrico y sus funciones son las que se pueden observar en la Figura 1. El marco legal del subsector se representa en la Figura 2; algunas de esas Leyes y Reglamentos se detallarán en los siguientes apartados.



Figura 1 - Estructura del subsector eléctrico de Guatemala.
Fuente: [16]



Figura 2 - Marco legal del subsector eléctrico en Guatemala.
Fuente: [16]

La estructura física del sector eléctrico está dividida en los sistemas de Generación, que representa la oferta de energía eléctrica; de Transporte, conformada por líneas de transmisión y subestaciones de potencia, que son el medio de transferencia de la energía eléctrica desde los sitios de producción a los centros de consumo, y el de Distribución, conformada por las líneas y subestaciones de transformación de electricidad, que representa el medio de la distribución de energía eléctrica a los usuarios finales.[8]

La estructura de generación es en gran parte de propiedad de la Empresa de Generación de Energía Eléctrica (EGEE), subsidiaria del Instituto Nacional de Electrificación (INDE). El INDE es una empresa estatal que hasta la década de 90 era responsable por toda la estructura del sector eléctrico. Con las privatizaciones y la creación del Mercado Mayorista, el INDE dejó de tener el monopolio, pero sigue hasta los días de hoy operando en todos los sistemas del sector eléctrico a través de sus subsidiarias. La EGEE posee centrales hidroeléctricas y termoeléctricas y comercializa la electricidad directamente en el mercado mayorista. [12] La Empresa de

Comercialización de Energía Eléctrica (ECOE) es la subsidiaria del INDE que se encarga de la compra y venta de bloques de potencia y energía eléctrica con carácter de intermediación en el mercado nacional e internacional. También cabe a esta empresa la ejecución del Aporte Social, el que se detallará en una sección posterior.

El sistema de transporte de energía eléctrica que operaba en el SIN a diciembre de 2017 estaba compuesto por 4811,5 km de líneas de transmisión, en que 66,3% es de propiedad de la Empresa de Transporte de Control de Energía Eléctrica (ETCEE), subsidiaria del INDE. Las líneas de la ETCEE son de los niveles de tensión de 400kV, 230kV, 138kV y 69kV. Los 33,7% restantes son de propiedad de 9 empresas privadas y operan solamente en tensiones de 230kV y 69kV.[8]

El sector de distribución de energía está conformado por tres empresas privadas, que cubren la mayoría de los consumidores guatemaltecos, aproximadamente 2,5 millones de usuarios, y otras 16 empresas municipales que atienden a cerca de 190.000 clientes. Las principales son Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. (EEGSA), Distribuidora de Energía del Occidente S.A. (DEOCSA) y Distribuidora de Energía del Oriente S.A. (DEORSA), siendo las dos últimas de propiedad de Energuate. EEGSA se ocupa del suministro a la capital y sus alrededores en los departamentos de Guatemala, Sacatepéquez y Escuintla; suministrando aproximadamente 40% de la energía a nivel nacional. [16] A diciembre de 2016, DEOCSA atendía a cerca de 1.038.000 consumidores y la DEORSA a 665.000. [17]

2.1.2 Balance Energético

▪ Energía Primaria

La principal fuente de energía primaria en Guatemala es la leña; en 2017 el consumo de este energético fue de 48904 kBEP, lo que representa 70% del suministro de fuentes energéticas primarias del país. El suministro de petróleo por el contrario es muy bajo, debido a que más del 80% está destinado a exportación; en 2017 solamente 637 kBEP fueron refinados. El suministro de carbón en el territorio nacional se importa en su totalidad, el total en 2017 fue de 8237 kBEP. De las demás fuentes energéticas el bagazo de caña y la geotermia tuvieron una fracción considerable en 2017, 9133 kBEP y 1861 kBEP respectivamente. Otros energéticos como el biogás, la energía solar y la eólica suministran cantidades que no son significativas en el balance. El consumo final de las fuentes primarias de energía para el año 2017, fue de 48904 kBEP, lo que representa un crecimiento de 6% en comparación al consumo de 2016.[8]

▪ Energía Secundaria

Al analizar el balance de energía secundaria se percibe que los derivados de petróleo son mayoritariamente importados, en 2017 hubo un total de 33519 kBEP de importaciones y solamente 2272 kBEP de exportaciones de estos energéticos. La producción de electricidad respondió por 8032 kBEP, de los cuales 94% fueron producidos en centrales eléctricas y los 6% restantes por autoprodutores. También se observa que en 2017 Guatemala exportó 1151 kBEP de electricidad, mientras importó 552 kBEP, así que el balance neto fue de aproximadamente 600 kBEP de electricidad exportada. [18] La electricidad es exportada a México y al Mercado

Eléctrico Regional (MER) de Centro América, del que participan El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. En 2017 el total de exportaciones creció 39% respecto al año anterior y representó alrededor de 16% de la oferta de energía eléctrica del SIN. Del total de exportaciones, 94% tuvo como destino el MER y solamente el 6% se exportó a México. [8]

- Consumo Final

El consumo final de energía para el año 2017 fue de 87389 kBEP, lo que representa un crecimiento de 5,26% en relación a 2016. El sector residencial fue el responsable por casi 60% del consumo final, igual a 51920 kBEP, de los cuales cerca de 90% se suministró por medio de la leña, con pequeña participación de la electricidad y del gas licuado de petróleo (GLP). El consumo del sector del transporte en 2016 fue de 23133 kBEP, 27% del consumo final total del país. Esta fracción fue suministrada casi en su totalidad por el diésel y la gasolina. Los sectores industrial y comercio y servicios son los que tienen menor demanda, con un consumo total de 7290 kBEP y 3043 kBEP, respectivamente. [18] Los porcentajes exactos se pueden observar en la Figura 3. En lo que se refiere a energía eléctrica, 32% se consumió en el sector industrial, 26% en el sector residencial y 18% en comercio y servicios. [18]

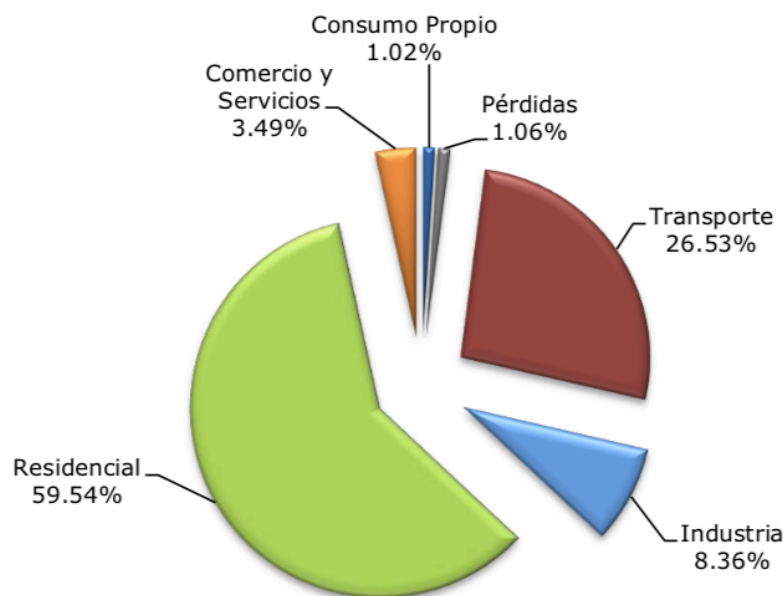


Figura 3 - Distribución del consumo final de energía en Guatemala.
Fuente: [18]

- Generación de Energía Eléctrica

En el 2018 la generación eléctrica en el SIN fue de 12522 GWh, un incremento de 9% en relación al año anterior. La mayor parte de la generación provino de centrales hidroeléctricas, representando 41% del total, seguido del carbón con 31% y de la cogeneración con biomasa con 14%. Así que la generación renovable ha representado 62% de la generación eléctrica en 2018, lo que representa una reducción de 8 puntos porcentuales en relación al año anterior. Esto se

debe principalmente a un pequeño decrecimiento en la generación hidroeléctrica y consecuente incremento del uso de carbón en 2019. [19]

En Noviembre 2019 la capacidad total instalada en el SIN era de 4025 MW (potencia de placa), de los cuales 1556 MW son de hidroeléctricas; 122 MW de generadores distribuidos renovables (GDR), que son en su mayoría hidroeléctricas de pequeña potencia; 2265 MW de centrales térmicas, de las cuales 45% son ingenios azucareros y el restante se divide casi igualmente entre turbinas de vapor y motores de combustión interna, con pequeña participación de turbinas de gas; 49,2 MW de usinas geotérmicas; 80 MW de usinas solares fotovoltaicas; y 107,4 MW de usinas eólicas. Constan solamente dos usinas fotovoltaicas: Horus 1 y 2, que entraron en operación en el 2015, y tres usinas eólicas: San Antonio El Sitio, Viento Blanco y Las Cumbres, las dos primeras operantes desde el 2015 y la última desde el 2018. También hay una pequeña contribución de la energía solar y de biomasa y biogás en los GDR, todas con potencia entre 1 a 5 MW. En 2019 han iniciado sus operaciones dos usinas hidroeléctricas, de 57 MW y 15 MW y una GDR hidroeléctrica de 1 MW, así que el incremento de potencia en este año no fue significativo. [20]

Para el año 2017, hasta el mes de septiembre, fueron instalados 2097 kW en la modalidad de Usuario Autoprodutor con Excedentes de Energía (UAEE). Este valor representa el 17% del total instalado hasta la fecha. La tendencia de potencia instalada por parte de los autoprodutores era creciente hasta 2015, habiendo presentado un pequeño decrecimiento en 2016 y una reducción más pronunciada en el 2017, del 33,5%. La potencia total instalada en esa modalidad fue de 12645 kW, de los cuales 68% de las conexiones corresponden a la distribuidora EEGSA, 22% a DEORSA y 14% a DEOCSA. [8]

2.1.3 Política Energética Nacional 2013-2027

En septiembre de 2015, Guatemala presentó ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC) su propuesta de contribuciones previstas y determinadas a nivel nacional, en la cual el país planifica lograr con sus propios medios al 2030 una reducción del 11,2% de sus emisiones totales de gases de efecto invernadero (GEI) sobre el año base 2005; y con la posibilidad de alcanzar un 22,6% en la reducción de emisiones, sujeto a un mayor apoyo de la cooperación internacional. [8]

La Política Energética Nacional (PEN) 2017-2032 tiene como objetivo general contribuir al desarrollo energético, sostenible del país con equidad social y respeto al medio ambiente. Las líneas de intervención que orientarán las acciones del MEM y de las demás instituciones públicas del sector son: [21]

1. Seguridad del abastecimiento de electricidad a precios competitivos;
2. Seguridad del abastecimiento de combustibles a precios competitivos;
3. Exploración y explotación de las reservas petroleras con miras en el autoabastecimiento nacional;
4. Ahorro y uso eficiente de la energía;
5. Reducción del uso de la leña en el país.

Los ejes de interés al presente trabajo son los ejes 1, 4 y 5 y de las metas de largo plazo que se han fijado las que se consideran más relevantes en el ámbito de este trabajo son:

- Alcanzar un 80% de la generación eléctrica por medio de recursos renovables;
- Promover la inversión en generación de 500 MW_e de energía renovable¹;
- Alcanzar un 95% de índice de cobertura eléctrica;
- Incrementar la exportación de electricidad al MER, llegando a exportar por lo menos 300 MW;
- Lograr que 100% de nuevos proyectos de energía aborden los principios de desarrollo sostenible (entre las acciones para lograr esa meta se propone la institucionalización de espacios de participación y diálogo entre actores clave para un abordaje social de proyectos energéticos y menciona una iniciativa de ley que permita focalizar ingresos del subsector eléctrico en beneficio de las áreas de influencia de los proyectos energéticos);
- Lograr que 30% de las instituciones del sector público utilicen eficientemente la energía y fomentar la eficiencia energética en los sectores de industria y comercio para disminuir en 25% su consumo de energía;
- Promoción estufas ahorradoras y uso eficiente de la leña tras la implementación de 100 mil estufas;
- Reducir en un 15% el uso de leña en el sector industrial;
- Fomentar los bosques energéticos, incrementándolos en 10% a nivel nacional;
- Sustituir la leña en 25% de los hogares por otros energéticos, de los que se menciona el GLP y el gas metano.

2.1.4 Potencial Energético

Guatemala posee una cantidad considerable de recursos naturales que pueden ser aprovechados para fines energéticos. Empezando por el potencial de hidrocarburos, una vez que 65% del territorio guatemalteco se compone de rocas sedimentarias, lo que indica probabilidad de encontrar petróleo en cualquier parte del país. Por su ubicación geográfica y topografía posee un potencial hídrico en dos grandes regiones hidrográficas: la de los ríos que desembocan en el Océano Pacífico y por otro lado la de los que lo hacen en el Océano Atlántico. También tiene un potencial geotérmico considerable, cuyo aprovechamiento a día de hoy es muy pequeño. El potencial de generación solar se estima en 200.000 TWh y con eólica se podrían aprovechar los más de 1500 km² en donde la clase de viento es igual a 4 o superior para generar electricidad en el orden de magnitud de 20.000 GWh al año. La cogeneración en la industria azucarera también

¹ No se ha especificado si dicha generación se implementará en un modelo centralizado o distribuido. Se entiende que el enfoque será en generación centralizada una vez que se menciona también la meta de incrementar la red de transmisión en 1500 km de líneas de transporte.

presenta un potencial de crecimiento considerable. [21] En la tabla de la Figura 4 se observan los potenciales estimados y los niveles actuales de aprovechamiento.

RECURSO	ESTIMADO	APROVECHAMIENTO
Petróleo	Reserva de 195,146,605 barriles	Producción de 10,500 barriles / día
Gas natural	No contabilizado	Sin aprovechar
Potencial hidroeléctrico	6,000 MW	Aprovechado un 15%
Potencial geotérmico	1,000 MW	Aprovechado un 5%
Potencial eólico	280 MW	Sin aprovechar
Potencial solar	5.3 kWh/m ² /día	Utilizado en sistemas aislados
Potencial biomásico	No contabilizado	306.5 MW aprovechados

Figura 4 - Potencial Energético y Nivel de Aprovechamiento.

Fuente: [21]

2.1.5 Cobertura Eléctrica y el Uso de Leña

En la región del SICA existen aproximadamente 5 millones de personas que no cuentan con el servicio de energía eléctrica. En relación a la cobertura eléctrica Guatemala se posiciona solamente en frente de Honduras y Nicaragua, mientras en consumo de leña per cápita es el primer colocado. Esto se puede observar en la Figura 5 que representa el consumo per cápita de leña versus el índice de desarrollo humano (IDH) para los países del SICA. Guatemala, con un IDH de 0,65, junto con sus vecinos regionales Honduras y Nicaragua que también tienen los IDHs más bajos, son los que tienden a utilizar de forma más ineficiente los recursos renovables. [2]

Con base en la información registrada durante el Censo Nacional 2018, se ha contabilizado un total de 287438 hogares que no cuentan con acceso a electricidad en Guatemala, lo que representa 8,77% del total de hogares. De los 22 departamentos en que se divide el territorio de Guatemala solamente Alta Verapaz tienen una cobertura por debajo del 80%, mientras el índice de otros 7 está por debajo del 90%. Son ellos: Petén, Baja Verapaz, Chiquimula, Izabal, Jalapa, Huehuetenango y Quiché. [22]

Como ya mencionado anteriormente la leña es el principal energético primario consumido en el país y la gran parte de esto ocurre en el sector residencial. La falta de acceso a la energía eléctrica es uno de los factores que influyen fuertemente en su elevado consumo.

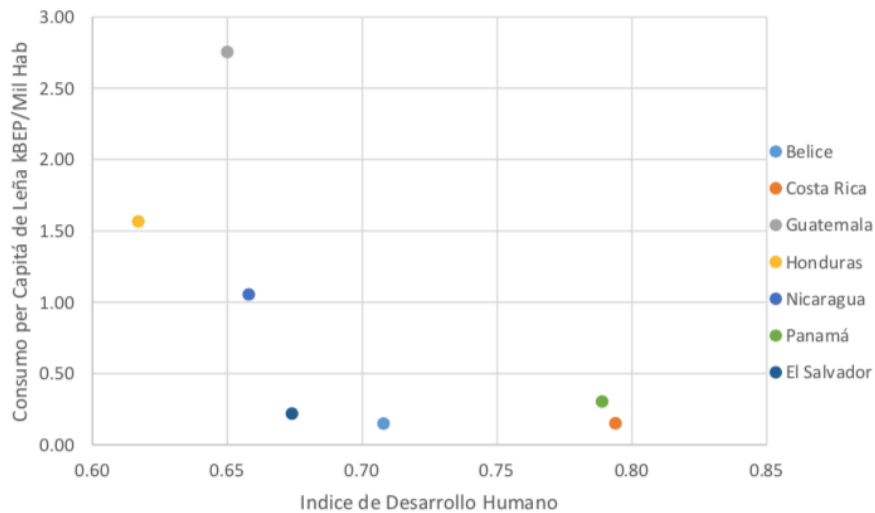


Figura 5 – Relación del IDH con el consumo de leña per cápita para los países del SICA.

Fuente: [2].

De acuerdo con el artículo 65 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, las empresas distribuidoras tienen la obligación de suministro solamente a centros consumidores que estén a menos de 200 metros de distancia de sus instalaciones. También determina que todo interesado que desee suministro eléctrico, y que estando fuera del área obligatoria llegue al límite de esta mediante líneas propias o de terceros, tendrá derecho a que el distribuidor le suministre toda la potencia y energía eléctrica que demande. [15] Esto se presenta como un obstáculo bastante grande a las comunidades rurales aisladas que desean conectarse a la red eléctrica, en vista a los altos costes de inversión para extensión de red y la escasez de recursos económicos en estos locales.

Las viviendas que no cuentan con electricidad suplen sus necesidades energéticas prioritariamente a través de la leña, complementada por el uso de velas y keroseno para fines de iluminación. Aproximadamente 27% de esos hogares utilizan la leña para calentamiento de ambientes, por medio de su quema en fogones abiertos, y el 70% de toda la leña es empleada en la cocción de alimentos. [2] En algunas regiones el 40% de la leña se usa para hervir el agua, como forma de purificarla para el consumo humano. [23] Anualmente entre todas las comunidades no electrificadas se consume un promedio de energía de 8300 MWh adquirida a través de la leña, esto equivale a un estimado de 2617 Toneladas métricas de leña anual, siendo el encino y el pino los tipos de leña mayormente preferidos por la población en general. [2]

Además de utilizarse para cocinar, los fogones abiertos sirven para otras funciones, como calentar el agua para beber o bañarse, calentar el espacio, secar ropa y alimentos, ahumar alimentos, ahuyentar los insectos, ahumar los tejados para impermeabilizarlos, ejercer de punto de reunión social para las familias e iluminar en ausencia de electricidad. El uso de múltiples combustibles y artefactos (llamado “uso mixto”) para cocinar es habitual en la región. [23]

Habitualmente, toda la familia o exclusivamente el jefe de familia (normalmente el hombre) se encargan de la recolección de leña y otros residuos agrícolas para cocinar. Las mujeres se encargan normalmente de cocinar. Se estima que los hombres dedican un promedio de 10 horas a la semana a recolectar combustible, mientras que las mujeres - y a veces los niños pequeños - pasan un promedio de cuatro horas diarias cocinando. [23]

El uso extensivo de la leña y la baja eficiencia de las tecnologías empleadas traen consecuencias bastante serias. Además de la dependencia a nivel nacional y los efectos macro ya comentados, su quema puede generar problemas de salud a los usuarios debido a la inhalación del humo generado en la combustión. Las mujeres son en gran parte las que se encargan de las tareas del hogar, por consecuencia dichos efectos suelen incidir más en el género femenino y en los niños. A nivel ambiental también es problemático: aunque se trate de un recurso renovable el consumo masivo está en conflicto con las cuestiones de preservación de los recursos naturales y protección de áreas de reserva natural. [2] El balance entre la oferta natural y demanda es deficitario en cerca del 30%, lo que equivale a aproximadamente 6 millones de toneladas métricas adicionales a la capacidad de regeneración de la naturaleza. Los elevados niveles consumo de leña representan una presión importante no solo sobre los recursos forestales, como también sobre la prestación de servicios ecosistémicos que los bosques brindan a la sociedad y al sector económico, tales como la regulación hidrológica, la regulación local del clima y la biodiversidad. [11] Además, la combustión de leña genera GEI. Se estima que anualmente en Guatemala 3,63 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (CO_{2e}) son generadas por este medio. [2]

Aunque los esfuerzos para la electrificación rural vayan intensificándose, la leña seguirá siendo en el corto y mediano plazo el insumo energético más importante en las comunidades rurales.[24] Hay que considerar que después de la electrificación de una comunidad empieza un proceso de transición que puede llevar años o hasta décadas para consolidarse, puesto que este envuelve aspectos sociales y culturales y también económicos, es decir, la intensificación del uso de la electricidad depende de la mejoría de las condiciones financieras de los usuarios. Por estas razones, los esfuerzos a corto plazo deben enfocarse promocionar la mejoría de la eficiencia de los procesos de uso de la leña por medio del empleo de nuevas tecnologías. Las estufas mejoradas de biomasa (EMB), también llamadas estufas ahorradoras o estufas eficientes, se definen como estufas que ofrecen un mayor nivel de eficiencia en la combustión de la leña comparada con algunos modelos iniciales. Con su aplicación se pretende reducir el consumo de leña y por consecuencia proteger la cobertura forestal y reducir el tiempo dedicado a la recolecta de leña. La eficiencia térmica de estas EMB, por lo general, es superior al 50% comparado con los fogones abierto. Además, existe una reducción sustancial en las emisiones de partículas y monóxido de carbono, lo que contribuye a disminuir los efectos dañinos a la salud por la inhalación del humo producido por la quema. Los modelos más tradicionales que consisten en una estufa construida in situ con una plancha y una chimenea llevan muchos años siendo implementados en América Central, que fue pionera en su desarrollo en la década de 1970. No obstante, el nivel de penetración sigue siendo bajo, y las actuales iniciativas de EMB no han podido alcanzar economías de escala. Otros modelos de estufas fabricados industrialmente están empezando a penetrar en el mercado debido a su movilidad, menor tamaño y mejores niveles de eficiencia energética. [23] Un ejemplo de estufa mejorada construida en una vivienda de la zona estudiada se presenta en la Figura 6.

La mayoría de las familias rurales recolectan su propia leña, mientras que algunas familias complementan su suministro comprando leña. Para la mayoría de las familias rurales, la leña es un combustible de subsistencia, puesto que su recolección no implica otro costo que el tiempo que consume recolectarla y, en algunos casos, los costos de transportarla. En general, muchas familias rurales pueden obtenerla sin tener que tener dinero efectivo en mano. Los precios varían enormemente según el lugar, tipo de especie de leña, tamaño de los troncos, grado de sequedad, tipo de tiendas donde la venden, y otros factores, que no están documentados sistemáticamente en la literatura. [23]



Figura 6 - Estufa mejorada en vivienda de la región.
Fuente: elaborada por la autora.

2.1.6 Gastos Energéticos de Comunidades no electrificadas

Los gastos actuales con energía en las comunidades no electrificadas a parte de la leña corresponden básicamente a las fuentes utilizadas para alumbramiento y baterías para pequeños aparatos como radios y linternas. Las fuentes de iluminación de los comunitarios normalmente son madera de ocote, candelas de cera, lámparas de gas kerosene y en algunos casos celdas fotovoltaicas. [25] En el estudio preliminar de la MCH Chel, se ha identificado que estos gastos varían entre 10 y 30 Q mensuales por hogar. [26] Según estudio realizado en la comunidad de Jolom Ijix, Panzós, Alta Verapaz, en el año 2006 el gasto promedio en iluminación de las familias era de 44,46 Q (5,87 USD). Se ha identificado que este monto se gasta en candelas, gas, ocote u otra fuente que produzca iluminación. [27]

2.1.7 Política Nacional de Electrificación Rural 2019-2032

Como ya se ha mencionado, ampliar la cobertura eléctrica a nivel nacional es uno de los objetivos operativos de la PEN en vigor y entre las acciones propuestas constaba la elaboración de una Política de Electrificación Rural. El objetivo de esta Política es orientar los principios y directrices que fundamentarán los planes, estrategias y acciones que se pretenden realizar para cambiar esa situación. Para esto pretende involucrar los sectores comunitarios y institucional, estableciendo objetivos para cada uno de ellos, clasificados en dos ejes de acción, el de eje “Electrificación Rural” y el de “Desarrollo Productivo”. El primero se entiende como el eje

técnico, es decir, pretende determinar los problemas técnicos y legales que impidan el correcto desarrollo de la política de electrificación rural. En otras palabras, se encargará de las acciones que tienen el propio acceso como fin. Por su vez, el eje considerado social es el de “Desarrollo productivo”, que buscará implementar las acciones necesarias para viabilizar y garantizar los ingresos de recursos, permitiendo así la sostenibilidad y mantenimiento del acceso a la electricidad por parte de los usuarios. [2]

Entre los objetivos propuestos, es interesante mencionar que la meta del índice de cobertura eléctrica que se proponen a atestiguar es del 99% antes del 2032. [2] En el Plan Indicativo de Electrificación Rural 2020-2032 se establece una metodología para determinar el indicador de prioridad de electrificación para cada municipio del territorio nacional. La PNER afirma que tras la electrificación de 20% de los municipios priorizados por densidad de usuarios sin suministro eléctrico se lograría aumentar aproximadamente en 7% el índice de cobertura eléctrica a nivel nacional.

El indicador de prioridad de municipios para los proyectos de electrificación rural se calcula teniendo en cuenta indicadores socioeconómicos y técnicos con pesos determinados, como se puede observar en la Figura 7. [28]

No.	Indicador	Peso
Indicadores socioeconómicos		70%
1	Índice relativo de consumo de leña	10%
2	Porcentaje de personas viviendo en pobreza	20%
3	Índice de desarrollo humano	20%
4	Índice de pobreza multidimensional	20%
Indicadores técnicos		30%
5	Número de usuarios sin acceso al servicio de energía eléctrica	15%
6	Acceso a los sistemas de transporte y distribución de energía eléctrica	15%
Total		100%

Figura 7 - Peso de los indicadores socioeconómicos y técnicos en la priorización de municipios para proyectos de electrificación rural.

Fuente: [28]

Específicamente para departamento de Quiché el IDH, el índice de pobreza multidimensional (IPM) y el porcentaje de personas viviendo en pobreza son iguales para todos los municipios, así que lo que cambia en los indicadores socioeconómicos es solamente el índice relativo de consumo de leña (IRCL), con peso de 10%. Así que los indicadores técnicos, que pesan 30% son los realmente determinan cual municipio será priorizado. Por ejemplo, el municipio de Chajul, que está menos electrificado se quedó casi 40 posiciones por detrás de Nebaj. Esto deja claro que la metodología prioriza la extensión de las redes existentes a la promoción de sistemas aislados; tampoco se identifica la utilización de criterios realmente enfocados en satisfacer las necesidades de la población. Si se comparara la viabilidad económica y los aspectos medioambientales y sociales quizás los sistemas aislados traerían muchas más ventajas a los usuarios y con los mismos fondos más personas se podrían beneficiar de dichos proyectos.

Otro punto importante es que el plan deja margen para flexibilizar los municipios que serán atendidos de acuerdo con el criterio económico: "La infraestructura necesaria para incrementar

la cobertura eléctrica en los municipios priorizados debe considerar también aquellas comunidades o aldeas que se encuentren en la cercanía en especial si resulta más económicamente eficiente atender desde otro municipio a esta comunidad". [28] Esto puede ser positivo en el caso que realmente se enfoque en beneficiar el mayor número de usuarios posibles, pero es discutible si se dejara de atender municipios realmente más necesitados cuando se alcanzaran las metas de electrificación.

En lo que se refiere a los recursos destinados a los proyectos estos serán repartidos entre el INDE, las distribuidoras y el gobierno central de acuerdo con la distancia al punto de conexión y el coste medio de electrificación, como es posible visualizar en la Figura 8. Por fin, los recursos obtenidos por medio de la cooperación internacional se caracterizan como "adecuados en última instancia" y como un "medio opcional solo si es apegado a los intereses del Estado de Guatemala". [28] Esto se muestra contradictorio en relación a la propuesta nacional de reducción en las emisiones de GEI, que justamente condiciona alcanzar metas más ambiciosas a la ayuda de la cooperación internacional.

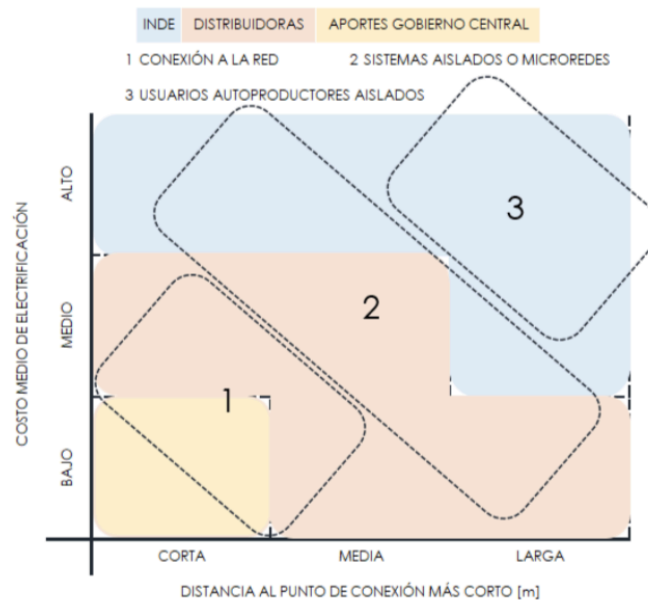


Figura 8 - Distribución de recursos para proyectos de electrificación.
Fuente: [28]

2.1.8 Ley y Reglamento de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable

En el año de 2003 entró en vigor la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable, en la que se ha declarado de "urgencia e interés nacional el desarrollo racional de los recursos energéticos renovables". El objeto de dicha ley es "promover el desarrollo de proyectos de energía renovable y establecer los incentivos fiscales, económicos y administrativos para el efecto". Se considera más relevante los incentivos que concede para municipalidades, empresas, personas individuales y jurídicas que realicen proyectos de energía empleando recursos renovables, que son los siguientes [29]:

- a) exención de derechos arancelarios para las importaciones, incluyendo el Impuesto al Valor Agregado -IVA-, cargas y derechos consulares sobre la importación de maquinaria

y equipo, utilizados exclusivamente para la generación de energía en el área donde se ubiquen los proyectos de energía renovable. (...) Este incentivo tendrá vigencia exclusiva durante el período de pre inversión y el período de construcción, el cual no excederá de diez años;

b) exención del pago del Impuesto Sobre la Renta (...);

c) exención del Impuesto a las Empresas Mercantiles y Agropecuarias (IEMA) (...).

Los dos últimos incentivos tendrán vigencia exclusiva a partir de la fecha de inicio de entrega, definida como la fecha en que el proyecto inicia su operación comercial, por un período de diez años. [29]

Como complemento a esta ley está el Reglamento de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable, que tiene por objeto desarrollar los preceptos normativos de la misma y asegurar las condiciones adecuadas para la calificación y aplicación concreta de los incentivos establecidos en la indicada Ley. El reglamento presenta definiciones, los procedimientos de la solicitud, las obligaciones de las partes involucradas, entre otras cuestiones relevantes.[30]

Ninguno de los dos documentos hace mención al tamaño de los proyectos en cuestión ni estipulan un límite inferior de potencia instalada. La definición de proyecto es: *“Plan que contiene el conjunto integrado de las etapas de pre-inversión, ejecución o construcción y operación, iniciadas con posterioridad a la vigencia de la Ley, que hayan sido calificadas por el Ministerio para ser considerado un proyecto que utiliza recursos naturales renovables, para los efectos de la aplicación de los incentivos fiscales establecidos por la Ley.”* [30] Se entiende que cualquier proyecto de generación basado en las fuentes definidas como renovables estaría apto a recibir los incentivos. Sin embargo, se puede cuestionar qué escala de proyecto se beneficia más de dichos incentivos. El estudio de [31] condujo un análisis de esta ley y su aplicación a proyectos de pequeña escala y verificó que la exención al impuesto sobre la renta no es viable, una vez que este tipo de proyectos no tienen como fin la producción de energía como actividad económica, es decir, no generan una renta que respalde este impuesto. En cuanto a la exención de derechos arancelarios para las importaciones si que podrían beneficiarse a la hora de comprar los equipamientos. En el caso de empresas cuyas actividades sean mercantiles o agropecuarias, la exención del IEMA también puede ser una ventaja. En ese estudio se verifica la necesidad de una ley específica destinada a favorecer los proyectos a pequeña escala, que contenga incentivos y requisitos viables para su implementación. También se sugiere que se delimiten los requisitos que se aplican a cada proyecto de modo a evitar un proceso tardado y alargado a los proyectos de pequeña escala. Por fin, afirma que la legislación del Estado de Guatemala todavía es muy limitada para poder incentivar a toda la población al uso de fuentes de energía renovable. [31]

2.1.9 Normativa Generación Distribuida

El Reglamento de la Ley General de Electricidad presenta las siguientes definiciones en relación a la GDR:

- **Generación Distribuida Renovable:** Es la modalidad de generación de electricidad, producida por unidades de tecnologías de generación con recursos renovables, que se

conectan a instalaciones de distribución cuyo aporte de potencia neto es inferior o igual a cinco Megavatios (5 MW). Para los efectos de ese Reglamento se considerarán tecnologías con recursos renovables a aquellas que utilizan la energía solar, eólica, hidráulica, geotérmica, biomasa y otras que el Ministerio de Energía y Minas determine.

- **Generador Distribuido Renovable:** Es la persona, individual o jurídica titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica que utiliza recursos renovables y participa en la actividad de Generación Distribuida Renovable.

El Artículo 16 bis del mismo documento se refiere al desarrollo de la Generación Distribuida Renovable y afirma que: *“Los distribuidores están obligados a permitir la conexión a sus instalaciones y efectuar las modificaciones o ampliaciones necesarias para permitir el funcionamiento del Generador Distribuido Renovable, para lo cual deberá determinar la capacidad del punto de conexión y las ampliaciones necesarias de sus instalaciones. (...) La comisión emitirá las disposiciones generales y la normativa para regular las condiciones de conexión, operación, control y comercialización de la Generación Distribuida Renovable, incluyendo los pagos o créditos por concepto de peaje y por ahorro de pérdidas, según corresponda y en lo aplicable, de conformidad con la Ley y este Reglamento. Para el caso que se opere sin contratos, el Distribuidor podrá constituirse en comprador de la electricidad producida por el Generador Distribuido Renovable, cumpliendo los requisitos establecidos en la Ley y la remuneración de la energía tendrá un valor máximo igual al Precio de Oportunidad de la Energía en el Mercado Mayorista y se considerarán las reducciones efectivas de pérdidas”*. [30]

En lo que se refiere a comercialización, el GDR tiene dos opciones:

- a) Distribuidores, de conformidad con lo que establece la Ley General de Electricidad y sus Reglamentos;
- b) En el Mercado Mayorista, en calidad de Participante Productor cumpliendo con el marco legal vigente y lo que establecen las Normas de Coordinación Comercial y Operativa que correspondan.

Debido al hecho de que esta modalidad supone la comercialización de la energía, los requisitos y obligaciones tienen un nivel de complejidad un poco más alto. La primera opción está prevista en la normativa, pero no se encontraron mayores informaciones acerca del procedimiento. Para la segunda opción, a parte de la autorización de conexión con el distribuidor, es necesario tramitar un registro de cotas en el MEM, solamente en los casos de las centrales hidroeléctricas; una autorización ambiental, emitida por el MERN; y por fin una habilitación para comercialización en el Mercado Mayorista, obtenida a través del AMM. Para conseguirla hay un listado de documentos y estudios que deben ser presentados, con alguna variación si el GDR pretende operar directamente en el Mercado Mayorista o hacerlo a través de un agente comercializador. Se entiende que este proceso puede ser bastante laborioso y costoso, así que es muy probable que no sea viable para el caso de un proyecto de pequeña capacidad y que además de todo no tiene como objetivo la comercialización de energía.

A septiembre de 2019 había una capacidad de 113 MW de GDRs conectados al SIN, de los cuales 80% corresponden a generación hidroeléctrica, 10% a solar y 10% a biomasa. En 2019 solamente un GDR de 1 MW de capacidad ha entrado en operación. [32] De las GDR operantes en 2019,

hay apenas seis plantas fotovoltaicas, una de 5 MW, dos de 1,8MW, una de 1,5MW y dos de 1,2MW. [20]

2.1.10 Normativa de Autoproducción

En el caso de que no se tenga la comercialización de energía como objetivo, la conexión a la red eléctrica puede ser realizada en la modalidad de Usuario Autoprodutor con Excedentes de Energía (UAEE). Este se define como *“el Usuario del Sistema de Distribución que inyecta energía eléctrica ha dicho sistema, producida por generación con fuentes de energía renovable, ubicada dentro de sus instalaciones de consumo, y que no recibe remuneración por dichos excedentes”*. [33]

Para realizar el balance de los intercambios de energía con la red, se hace necesario que sistema de medición de energía eléctrica de las instalaciones de un UAEE tenga la característica de medición, registro y lectura en forma bidireccional. Este sistema se conoce como *net-metering*, del inglés medición neta, una vez que el propio medidor registra el consumo como usualmente y resta las inyecciones de energía, de tal manera que el valor de la lectura es el valor neto de los intercambios con la red eléctrica. Para efectos de la facturación mensual, el Distribuidor leerá a cada mes los registros del medidor correspondiente. Si la medición neta del mes corresponde a un consumo de energía, cobrará dicho consumo al usuario, en conformidad con la tarifa que le corresponda. Por el contrario, si la medición neta corresponde a una inyección de energía del Usuario hacia el Sistema de Distribución, el Distribuidor se la reconocerá como crédito de energía a favor del Usuario.[33] Dicho crédito no tiene tiempo límite determinado para consumo. Un punto importante es que en el caso de que en el balance neto mensual el usuario haya exportado energía, seguirá teniendo la obligación al pago del Cargo Fijo y el Cargo por Potencia que le sean aplicables. Para el caso de tarifas sin medición de potencia, el Distribuidor podrá cobrar los Cargos por Distribución correspondientes en función de la energía que entregue al Usuario y los cargos fijos. [33]

Una ventaja de la operación como UAEE es que los interesados en operar como tal no necesitan ninguna autorización, así que el procedimiento es presentar la solicitud de Dictamen de Capacidad y Conexión ante el Distribuidor, que por su vez tendrá un plazo de 15 días hábiles para realizar una inspección técnica de las instalaciones y verificar que son cumplidos los requerimientos de la NTGDR. Si aprobada la inspección, el distribuidor deberá proceder con la instalación del medidor correspondiente, en un plazo no mayor a 28 días. [34]

Esta opción es bastante interesante sobretodo para la generación fotovoltaica conectada a la red, una vez que la producción por medio de esta tecnología está limitada a las horas de sol, y es muy común que las curvas de generación y demanda no coincidan.

A septiembre de 2019 había 3010 usuarios registrados como UAEE, con una capacidad instalada total de 20 MW. Del total instalado 60% están conectados a la red de la Distribuidora EEGSA, mientras 24% y 16% son de responsabilidad de DEORSA y DEOCSA respectivamente. En relación a 2018 hubo un crecimiento de 15% en la potencia instalada, con 421 nuevos usuarios registrados. [32]

2.1.11 Tarifación Electricidad

La tarifación de electricidad cuenta con varias modalidades, dependiendo de la tensión de suministro y de si hay encargo de potencia contratada y diferenciación horaria. En baja tensión sin cobro por potencia contratada, que es el caso de los usuarios residenciales, hay dos modalidades: social y no social. Las dos tarifas tienen el mismo cargo mensual fijo, pero la Tarifa Social (TS) presume un valor reducido por unidad de energía consumida. La TS es una tarifa especial con carácter social, calculada y publicada por la CNEE, según Decreto Numero 96-2000 del Congreso de la Republica de Guatemala y que está dirigida a usuarios con consumos de hasta 300 kWh al mes. En febrero de 2020, la tarifa social se aplicaba a 2,8 millones de familias guatemaltecas, equivalente al 94% de usuarios del país. [35] Para la distribuidora DEOCSA el valor de la TS para el periodo Febrero a Abril de 2020 era de 1,823051Q/kWh, aproximadamente 7% más bajo que el valor de la tarifa no-social. [36] A esto se añade el Aporte Social del INDE, que otorga un beneficio mediante las Tarifas Objetivo a los consumidores en dos rangos de consumo mensual: de 1 a 60kWh y de 61 a 88 kWh. Es decir, la diferencia entre el valor corriente de la tarifa social y la respectiva tarifa objetivo de acuerdo con el consumo es cubierta por el INDE. En febrero de 2020 las tarifas eran de 0,50 Q/kWh para consumo mensual hasta 60 kWh y 0,8105 Q/kWh para consumo en el rango 61-88 kWh al mes. Así que, por ejemplo, a un consumidor que haya consumido 50 kWh se cobraría 0,50 Q/kWh, es decir, un total de 25 Q, mientras la diferencia entre la tarifa aplicable y la TS, igual a 1,323051 Q/kWh, que correspondería a un total de 66,15 Q, sería el aporte del INDE. [35]

Al valor del cargo fijo y del consumo de energía incide 12% de Impuesto sobre el Valor Agregado (IVA) y para componer el valor total de la factura se añade la tasa de alumbrado público, determinada por cada municipio. Los costos de generación que se incluyen en las tarifas eléctricas son revisados trimestralmente por la CNEE en cumplimiento a lo establecido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento. [36]

2.1.12 Conflictividad Social

El alto grado de conflictividad social asociado al sector energético en Guatemala es evidente y debe ser tomado en cuenta para cualquier tipo de proyecto o iniciativa en ese ámbito. Gran parte de los conflictos giran alrededor de la exploración de la hidroelectricidad, puesto que históricamente los proyectos hidroeléctricos se han desarrollado en un modelo que no tiene en cuenta suficientemente los impactos sociales y ambientales.

Estudios estiman que del total de licencias autorizadas para proyectos hidroeléctricos en el periodo de 1997 al 2010, más del 80% generó conflictos sociales. Actualmente se contabilizan 26 proyectos hidroeléctricos (en operación y con licencia de construcción), que presentan conflictos ambientales o sociales. Estos representan más del 50% de los proyectos en operación actual y su ubicación coincide con las zonas de menor cobertura eléctrica. Si bien los beneficios de las centrales hidroeléctricas son percibidos por toda la población con acceso a energía eléctrica, las externalidades son asumidas por las comunidades donde se instalan estos proyectos. Los motivos que generan conflictividad social pueden ser resumidos en: a) una mala gestión en la fase de construcción, b) falta de responsabilidad social empresarial, c) ilegitimidad

de las instituciones públicas, y d) carencia de un marco regulatorio ambiental para la gestión de los recursos naturales. [11]

Los altos índices de conflictos no son exclusivos de la generación de energía, también se extienden a los sectores de transmisión y distribución eléctrica. Muchos municipios y comunidades reclaman la falta de consulta pública en lo que se refiere al paso de las torres de transmisión por sus territorios. La distribución de energía también es causa de muchos conflictos, por ejemplo, durante el año 2015 se reportó al menos 35 conflictos relacionados al alto precio de la factura, el cobro del alumbrado público, mala prestación de servicio, entre otros. Más de 240 mil personas en todo el país han desconectado sus contadores de la red de distribución y optado por “apropiarse de la energía”, en protesta a las elevadas sumas que la empresa proveedora del servicio les cobra. El costo del alumbrado público, que es determinado por las municipalidades, en la factura de muchos hogares llega a ser más alto que el consumo propio. Paradójicamente, esto ocurre incluso en comunidades que no tienen alumbrado público o este es precario e insuficiente.[37]

Es importante tener en cuenta que todo proyecto energético supone una transformación de recursos naturales y por consecuencia tienen impactos. Por eso, hay que buscar las formas de reducirlos al máximo, empezando por entender el contexto local y considerar las particularidades de cada zona, en todos los ámbitos. El Estado tiene un papel fundamental en la mediación de los conflictos de interés y la legislación debe ser instrumento para tal. La inclusión de la comunidad y la participación social son obligatorias en la construcción de alternativas viables y sostenibles para un acceso a energía más equitativo.

2.2 CONTEXTO GENERAL DE LA REGIÓN DE ESTUDIO

2.2.1 Municipio de Nebaj

El municipio de Santa María Nebaj, al que se referirá solamente como Nebaj, se encuentra ubicado al norte de la cabecera departamental de Quiché y es uno de los 21 municipios del departamento, ubicado en las coordenadas: Latitud Norte de 15°24'15" y Longitud Oeste de 91°08'52". También es parte del conjunto de los municipios que conforman el triángulo Ixil, al que se añaden los municipios de San Gaspar Chajul y San Juan Cotzal. La extensión territorial del municipio, es de aproximadamente 608 km² que representa el 7% del territorio del departamento. La altitud es de 2000 metros sobre el nivel del mar, con una topografía es semiplano quebrado. [38]. El territorio de Nebaj en 2008 se dividía en 1 pueblo, 22 cantones, 68 aldeas y 19 caseríos, ubicados en 10 microrregiones. Según el Censo de 2018, el municipio de Nebaj cuenta con 82 aldeas y 19 caseríos. [39] El mapa del municipio dividido en microrregiones se presenta en la Figura 9.

La población total, de acuerdo con el Censo de 2018 es de 78.686 habitantes, de los cuales 56% se ubican en la zona rural y 44% en el área urbana. Las microrregiones con mayor concentración de población son la 1, que agrupa a la cabecera municipal y comunidades aldeañías y cuenta con el 37%, la 4 con sede en Salquil Grande que representa el 18% y la 3, con sede en Tzabal, que concentra el 10%. Los 35% restantes de la población están esparcidos entre las otras 7 microrregiones, cuya concentración individual no supera los 10%. Aproximadamente 95% de la

población del municipio es de origen indígena y el idioma mayoritariamente hablado es el Ixil. La población económicamente activa representa 21% del total, del cual el 17% corresponde a los hombres y el 4% a las mujeres. La cuestión de la migración es muy marcada en la región, especialmente en la zona rural. El balance entre los que salieron, los que llegaron y los fallecidos según los datos del Censo 2018 expresa una reducción, con valor absoluto del 7,4% de la población total. [39]

A nivel departamental, en 2014 la incidencia de pobreza total en el departamento de Quiché fue de 74,7%, el cuarto peor índice del país, mientras en la clasificación de pobreza extrema fue el segundo peor, con un índice de 41,8%. Eso significa que casi la mitad de la población del departamento no alcanzan a cubrir el costo del consumo mínimo de alimentos. En el área rural de Nebaj, el índice de pobreza total en el 2011 fue de 68,3%, mientras 12,1% fue la incidencia de pobreza extrema. [40] En una evaluación multicriterio del 2008 Nebaj ocupa la posición número 96 de 332 municipios del país en priorización según criterios de calidad de vida, alcanzando un nivel considerado “bajo”. Otros 17 municipios del departamento de Quiché se encontraban en una situación más crítica, de los cuales 11 son considerados en un nivel “muy bajo” de calidad de vida, entre ellos los otros dos municipios del triángulo Ixil, San Gaspar Chajul y San Juan Cotzal. En la clasificación del año 2002 de priorización por criterio de pobreza (ingreso anual por persona menor a 4318 Quetzales), Nebaj se encontraba en la posición 166. En el ranking de extrema pobreza (ingreso anual por persona menor a 1911 Quetzales) está en la posición 82. [41]

En el departamento de Quiché, según datos del Censo Nacional 2018, de los 170442 hogares, el 86% está electrificado. Este valor es inferior a la media nacional, de 91,2%. [22]

En el municipio de Nebaj la electricidad es suministrada por la empresa DEOCSA y de los 14708 hogares censados en 2018, 78% tienen acceso a la red eléctrica. Para fines de alumbramiento 12% de los hogares emplean candelas y 10% cuentan con paneles solares. En el mapa de la Figura 10 se puede observar cual era la fuente utilizada para el alumbrado en el municipio en el año de 2008. Se observa claramente que el acceso es más amplio en la porción Sur del municipio, que corresponde a la zona más cercana a la cabecera municipal. Las microrregiones más afectadas por la falta de energía eléctrica son la 5, 6, 8 y 9, que corresponden a los lugares más distanciados y con dificultad de acceso. Donde no hay electricidad, se emplean mayoritariamente candelas, gas y hay algunos hogares que cuentan con paneles solares. También se observa la presencia de “otro tipo” en la cabecera municipal, lo que probablemente se refiera a los generadores a diésel que poseen muchos establecimientos comerciales, puesto que el suministro eléctrico en la región es muy poco fiable. [38]

Las tolerancias de los indicadores de calidad de energía en Guatemala para los usuarios conectados en baja tensión en la zona rural son de 8 para el FIU y 14 para el TIU. [33] Los datos obtenidos de la CNEE para el suministro de la empresa DEOCSA en el año de 2019 indican que la media del FIU fue de 5,96, sin embargo, el 23% y el 21% de las mediciones estaban fuera del límite en el primer y el segundo semestre del año respectivamente. En lo que se refiere al TIU el valor promedio fue de 32,1 con el 81% de medidas excediendo el límite en el primer semestre y el 64% en el segundo. Estos datos reflejan una calidad muy baja del suministro eléctrico, lo que confirma que la fiabilidad es baja, como ya se había comentado.

En relación a la energía térmica, en el departamento de Quiché, 89% de los hogares emplean la leña como fuente principal para cocinar, mientras solamente 10% utilizan el gas propano. Específicamente en el municipio de Nebaj, el 89% de la población utiliza la leña como combustible principal y 11% el gas propano. Las otras fuentes, como electricidad, carbón y gas corriente no alcanzan un porcentaje significativo. La comercialización de gas se da principalmente en la zona urbana, y incluso hay hogares que cuentan con dos estufas, una para leña y otra para GLP. La estufa a leña de cierta forma tiene doble función porque a parte de la cocción de alimentos también calienta el ambiente de la cocina, donde las familias suelen reunirse, especialmente por la tardes y noche.

En el Plan de Desarrollo Municipal (PDM) 2011-2025 de Nebaj, dentro del Eje Recursos Naturales y Medio Ambiente consta entre los proyectos que se quieren impulsar las hidroeléctricas comunitarias, con el objetivo de promover el uso sostenible de los recursos naturales del municipio. Según el PDM la ubicación de esos proyectos será en las microrregiones 4 y 6. El otro proyecto mencionado es el de las estufas ahorradoras de leña, que se quiere promocionar en todas las microrregiones y está comprendido no solo en el eje medioambiental, sino también en el de infraestructura básica social. [38] El documento no presenta mayores detalles acerca de estos proyectos.

2.2.2 Aldea Xecotz

La aldea Xecotz está ubicada en las coordenadas 15°30'04"N 91°08'52"W y pertenece al municipio de Nebaj, más precisamente a la microrregión 6, que tiene sede en Sumalito y concentra el 5% de la población del municipio. Según información de la municipalidad está a una distancia de 11 km de la cabecera municipal, lo que se entiende ser la distancia en línea recta, que coincide con lo verificado en el Geoportal de la Infraestructura de Datos Espaciales de Guatemala (IDEG) [42]. Según *Google Maps*, partiendo del Parque Central de Nebaj hay dos rutas para llegar a la aldea, una de 15 km y la otra de 18 km. Xecotz fue fundada en 1999 y a día de hoy no está electrificada, así como tantas otras comunidades del departamento de Quiché, que suman 32411 usuarios sin acceso a la electricidad. [2] Se observa en la

las comunidades sin servicio de energía eléctrica en el departamento, así como las líneas de transmisión y usinas cercanas. Xecotz dista aproximadamente 6 km de la línea de 230 kV que transporta la electricidad generada en la planta hidroeléctrica Xaclbal.

El caserío Buena Vista Suchúm pertenece a Xecotz y dista de ella aproximadamente 3,5 km en línea recta y 6 km por carretera. Los demás caseríos cercanos son Vicotz (o Bicotz), La Laguna Vicotz y Vicampanavit (o Bicampanabit). En un primer momento se utiliza la capa de Lugares Poblados, obtenida de [42], para verificar la ubicación de los sitios en cuestión, pero se verifica con auxilio de las imágenes de satélite que los puntos no están bien ubicados, por lo que se aplica una corrección. En el mapa de la Figura 11 se puede verificar la ubicación de cada uno de los poblados. Todos los caminos que los conectan no están pavimentados y son muy susceptibles a derrumbes, inundaciones, entre otros, lo que hace con que el acceso a esos lugares no sea muy sencillo. De todas las comunidades citadas, la única que tiene suministro de electricidad es La Laguna Vicotz.

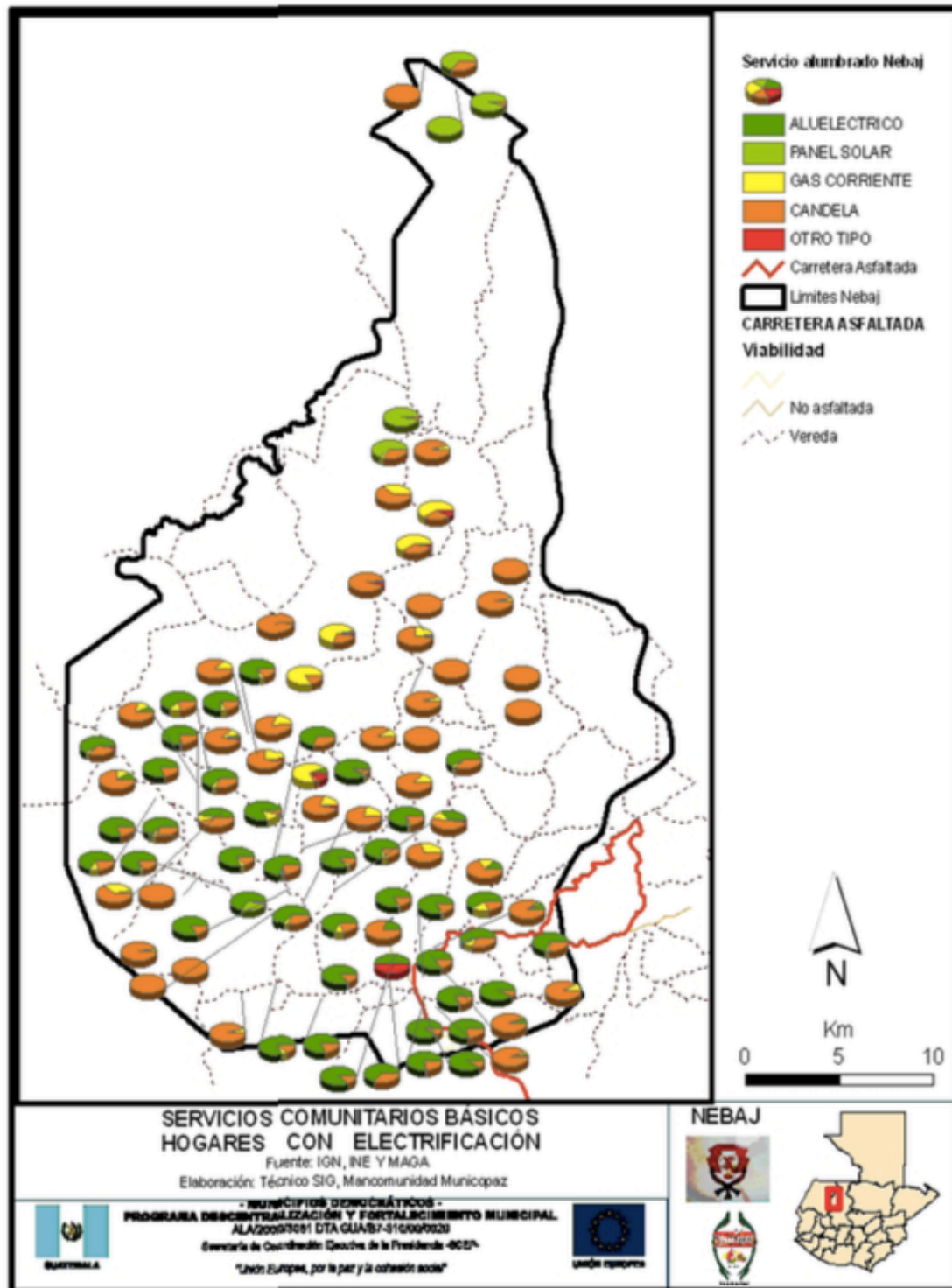


Figura 10 -Fuentes de alumbrado en el municipio de Nebaj.
Fuente: [38]



Figura 11 - Ubicación de las comunidades en la imagen de satélite.
Fuente: elaborado por la autora.

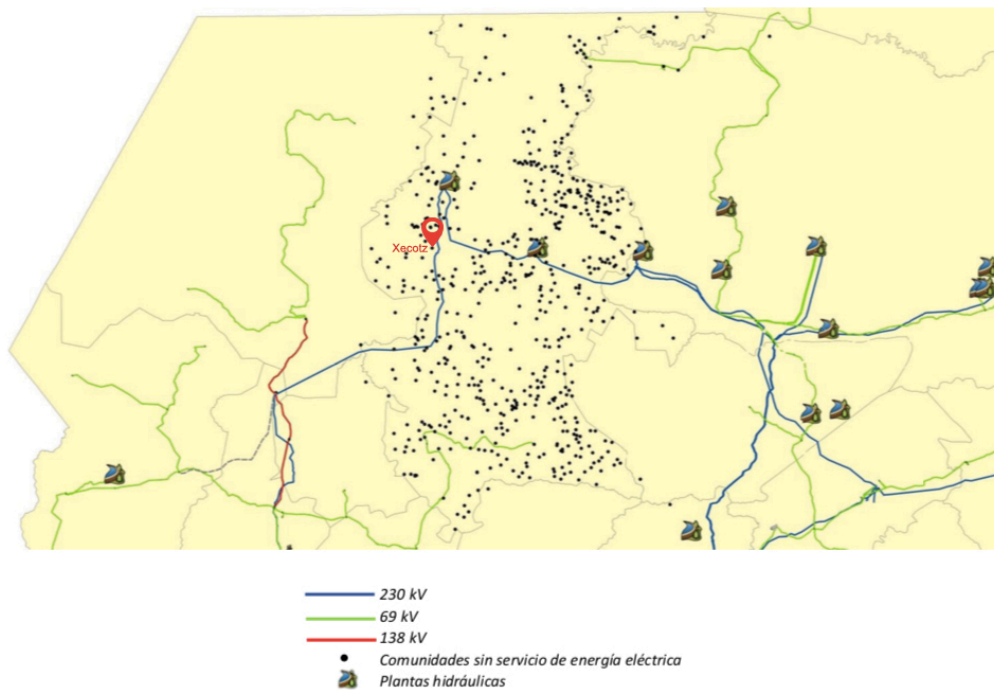


Figura 12 - Comunidades sin cobertura eléctrica en el departamento de Quiché.
Fuente: adaptado de [2].

La población de cada una de las comunidades, de acuerdo con el Censo 2019 obtenido en la municipalidad de Nebaj, se presenta en la Tabla 1.

Xecotz	506
Buena Vista Suchúm	126
Vicotz	263
La Laguna Vicotz	163
Vicampanavitz	343

Tabla 1 - Población de las comunidades. Fuente:[39]

2.3 DIAGNÓSTICO DE LA COMUNIDAD

Con el objetivo de entender la situación de la comunidad a ser estudiada se realizó una visita en la que se llevaron a cabo las siguientes actividades:

- Reunión con algunos miembros de la comunidad para realización de un diagnóstico participativo;
- Entrevista personal con miembros de la comunidad;
- Recorrido por la comunidad para visitar algunas instalaciones, con recogida de información y registros fotográficos.

Entre los objetivos específicos de las actividades realizadas estaban:

- Identificar los lugares de uso común;
- Reconocer los diferentes usos y valoraciones en torno a los espacios, sitios y áreas del territorio;
- Profundizar sobre las actividades productivas de las familias de la comunidad;
- Identificar los problemas ambientales de la comunidad;
- Recoger información acerca del suministro de energía térmica;
- Identificar las actividades valoradas por la población y la importancia que dan a la electricidad;
- Identificar las necesidades energéticas individuales y comunes.

En lo que sigue se van a describir las actividades realizadas y informaciones recogidas.

2.3.1 Diagnóstico Participativo

El diagnóstico participativo se llevó a cabo por medio de una reunión con los miembros de la comunidad que pudieron hacerse presentes, en total 8 hombres y 8 mujeres. La misma se realizó en la auxiliatura, un edificio de uso comunitario, en el que se identifica un pequeño panel fotovoltaico que alimenta directamente a una bombilla, sin ningún tipo de almacenamiento. Se percibió la inconstancia del alumbrado debido a la baja irradiación solar en el transcurso de la reunión, puesto que hacía un día bastante nublado.

Las informaciones iniciales que han sido pasadas son de que la población de la aldea es de 600 personas y de que hay aproximadamente 105 viviendas. El dato de población es un poco superior al valor informado por el Censo, facilitado por la municipalidad de Nebaj.

Para entender la estructura de la comunidad se dibujó un mapa en el que se ubicaron los puntos de referencia. Se han identificado cuatro tiendas, todas situadas en la calle principal. Los lugares de uso común que se identificaron fueron el cementerio, cuatro iglesias, el campo de fútbol, el molino comunitario, la auxiliatura, la escuela y el centro de convergencia. Además, enfrente al centro de convergencia se ubicó un terreno de cultivo comunitario. La comunidad solamente cuenta con una escuela primaria, en la que, según las informaciones recibidas, hay 5 profesores y aproximadamente 100 estudiantes. En cuanto al sistema sanitario fue indicado que hay un profesional de enfermería en el centro de convergencia de lunes a viernes. Los servicios realizados son muy básicos, así que cuando hay una emergencia médica el paciente debe ser trasladado al hospital de Nebaj, lo que suelen hacer los propios ciudadanos, puesto que debido a distancia no existe la posibilidad de llamar a una ambulancia. Sobre los locales de uso comunitario se comenta acerca del deseo de construir un salón comunal, una vez que la auxiliatura tiene capacidad para pocas personas. La comunidad entiende existir la necesidad de un espacio más amplio para asambleas y eventos con mayor participación popular. Acerca del agua, se indican ríos y manantiales ubicados en la zona norte de la comunidad, cerca de 3 km de distancia. Casi todas las viviendas tienen agua corriente, la que obtienen de uno de los manantiales indicados por medio de canalizaciones. Además de estos manantiales también nos indican que hay otro más grande que pasa cerca de la carretera pero que está un poco alejado de la aldea. También informan hay otro río pequeño que pasa por la zona sur de la comunidad.

En cuanto a las actividades productivas, todas las familias se dedican a la agricultura de autoconsumo y si tienen excedentes los venden, aunque no es muy común. Algunas familias reciben remesas de dólares de los Estados Unidos, estas suelen ser las que tienen la posibilidad de tener una tienda u otro tipo de negocio. Las mujeres se dedican principalmente al cuidado de la familia y a tejer para su familia o bajo pedido. Aunque algunas mujeres también se ocupan en parte de las labores del campo, la división de trabajo por género es evidente, lo que es característico en las comunidades rurales guatemaltecas. Los terrenos en que cultivan se encuentran casi todos en la zona este de la comunidad y están cerca de las viviendas, los más lejanos están a 30 minutos de caminata.

Algunos tienen cultivos forestales, de donde sacan la leña para su consumo. Los demás cultivos son la milpa (maíz con frijol), café, amaranto y árboles fructíferos como la naranja, el limón, aguacate, tomate de rama. Además, algunas familias cultivan güisquil, malanga, pera, durazno, papaya, piña y banano. Normalmente el café y el amaranto lo venden a cooperativas o particulares y los demás cultivos son para consumo de la familia. Sobre la ganadería todas las familias tienen aves de corral para consumo propio o venta, pero sólo el 30% tiene animales para carga, como caballos y mulas. Las ovejas y las vacas son pocas en la aldea, se estima que solamente 2% de la población posee esos animales.

En lo que se refiere a problemas ambientales que estén enfrentando, la población comentó principalmente acerca del cambio en el clima y el efecto en sus cosechas. Se comentó que este año tuvieron más enfermedades en el café y que notaron cambio en los padrones de las lluvias, una vez que el periodo de lluvias que suele ser de mayo a septiembre tuvo su inicio retrasado,

así que en el mes de octubre hubo mayor volumen de lluvia que esperado. También se cuestionó acerca de la gestión de residuos en la comunidad, con lo que se dio a conocer que los mismos son quemados o almacenados en los terrenos particulares ya que no existe ningún servicio de recogida de basura ni un vertedero comunitario.

La demanda de energía térmica en las viviendas es básicamente para fines de cocción de alimentos y calefacción. Esta es suministrada por medio de la quema de leña, obtenida normalmente en sus propios terrenos, aunque algunas familias la compran. Se estima que un 60% de las viviendas cuentan con estufas mejoradas, que reducen en hasta 65% el consumo de leña. [24] Ha sido informado que algunas de las viviendas tienen una pequeña instalación de energía solar que usan entre 2 y 3 horas al día, mayoritariamente para fines de alumbramiento y conexión de pequeños aparatos, como radio y cargador de teléfono móvil. En el breve debate acerca del tema de la electricidad, se hizo muy clara la importancia que la población da al tema y que la consideran como una herramienta para el desarrollo comunitario. En su visión hoy el acceso no es viable por la distancia de la comunidad al sistema de transmisión. Se comentó que para que alcancen el acceso a la electricidad hay la necesidad de conseguir algún tipo de apoyo y que ya hubo algunas iniciativas por parte de ciertas organizaciones, pero todavía no se ha logrado llevar a cabo ningún proyecto en concreto. Se buscó saber que usos darían a la electricidad caso pudiesen contar con un acceso más amplio, con lo que las mujeres demostraron especial el interés en el alumbramiento para fines educativos - especialmente para que los niños y las niñas puedan hacer sus deberes después del oscurecer - y también para que pudiesen tejer por más horas. En cambio, los hombres comentaron acerca del deseo de poder conservar los alimentos tras el uso de refrigeradores y de utilizar la energía para fines productivos, por ejemplo, para el uso de herramientas eléctricas en una carpintería o taller mecánico.

Al preguntar cuál es el problema que consideran más grave en la comunidad todos los presentes coincidieron en la falta de electricidad. Es clara la importancia que la comunidad confiere al tema y los representantes presentes en este encuentro expresaron una visión positiva sobre el acceso a la electricidad, es decir, la ven como una herramienta necesaria para el avance y mejoría de las condiciones de vida de la comunidad.

2.3.2 Entrevistas Individuales

Se realizaron entrevistas individuales con el objetivo de validar algunas de las informaciones extraídas del taller y levantar otras. De los cuatro entrevistados, todos informaron que tenían paneles solares en sus viviendas, adquiridos por las propias familias y que son utilizados principalmente para fines de iluminación. Tres de las viviendas contaban con apenas dos bombillas y una con cinco; así mismo todos informaron que el suministro no es suficiente y falla con frecuencia, con lo que tienen que utilizar candelas para alumbrar sus viviendas por las noches. Así como demostrado en la reunión general, la mayor parte de las personas entienden que la electricidad puede traer beneficios a la comunidad y se incrementarían las oportunidades para capacitarse, informarse, a parte de la mejoría del servicio de salud. También se comentó la posibilidad de incrementar los ingresos tras el establecimiento de talleres, carpintería, panadería y otros pequeños negocios. En las viviendas, aparte del alumbrado se ha mencionado

el deseo de poder contar con aparatos tal como refrigeradora, licuadora, televisor, ordenador, radio y teléfono móvil.

Todas las familias de los entrevistados utilizan leña para cocinar y para calefacción cuando hace frío. Dos de los entrevistados tienen cultivos forestales, de donde sacan la leña para consumo en su vivienda. Uno informó tener 30 cuerdas (corresponde a 11,7 Ha) con especies como el ciprés, pino y aliso, mientras otro dijo tener 10 cuerdas de forestales sin detallar de que especie. En lo que concierne el consumo, uno de los entrevistados en cuya vivienda habitan 8 personas informó que su gasto mensual de leña es de 2 tareas²; otro que vive solamente con otras 2 personas dice que se emplea un promedio de media tarea al mes. Un tercero entrevistado informó adquirir la leña que se consume en su casa, donde viven 7 personas y se gastan 350 Q mensuales. Con base en estas informaciones se estima que el consumo medio es de 0,25 tarea al mes por persona, lo que corresponde a 0,22 m³ y 131 kg³ de leña. Al año una persona consumiría alrededor de 2,64 m³, lo que se aproxima del valor informado por [24], que es de 3,5 m³ por persona al año para la zona rural del departamento de Quiché. Los precios de la tarea según los entrevistados es de aproximadamente 200 Q por tarea, valor similar al de 224 Q informado en [43] para el departamento de Quiché.

Por último, se pidió que clasificaron según la importancia de los siguientes servicios: servicio de salud, carreteras, transporte colectivo, electricidad, recogida de residuos y agua corriente. De los cuatro entrevistados, tres consideran la electricidad el servicio más importante, mientras uno lo ubicó en tercer lugar, por detrás de recogida de residuos y agua corriente.

2.3.3 Recorrido por la aldea

En el mismo día se hizo un recorrido por la comunidad para conocer su estructura, recoger informaciones y hacer registros fotográficos. Las fotos se presentan en el Anexo 1.

La reunión con la comunidad tuvo lugar en el espacio al que llaman auxiliatura, en este sitio se realizan encuentros y reuniones de los vecinos, de los comités y con otras organizaciones que les apoya en algún ámbito. Es una construcción en bloc de concreto con cobertura metálica, que se estima comportar un máximo de 50 personas. Como ya mencionado en su cobertura está instalado un pequeño panel fotovoltaico, el que alimenta dos bombillas, una en el mismo edificio y otra en el molino comunitario, que está ubicado a pocos metros de distancia. En el interior de esa construcción de madera con cobertura metálica, opera el molino de maíz de uso comunitario. Este funciona con un motor diésel, de potencia nominal de 12HP y funciona durante 2 horas al día, de las 6 a las 7h y de las 16h a las 17h. Se pudo presenciar la operación del molino, con lo que se percibió el nivel de ruido bastante alto, que impedía una conversación a no más de 15m de distancia. Se detectó la presencia de una tubería que atraviesa el tejado, por donde se expulsan los gases de la combustión. En lo que dice respecto a los costes, según la información obtenida la población paga una pequeña cuota para cada uso y así logran mantener

² Las medidas de una tarea son variables, se toma como referencia los valores de [24], en que 1 tarea promedio es la leña apilada en un espacio de 3,34 metros de largo por 0,835 metros de alto por un ancho de 0,40 metros, al que se aplica un factor de apilación de 0,784. Así que 1 tarea es igual a 0,8745 m³ de leña.

³ Considerando una densidad de 600 kg/m³ [43]

el molino. Los gastos mensuales son de aproximadamente 330Q (aproximadamente 43 USD o 38 €), la media del consumo mensual es de 10 galones de diésel (aproximadamente 45 litros). En relación al mantenimiento, se engrasa el motor cuando necesario y se contrata un profesional para hacer una limpieza al año, con coste de aproximadamente 200 Q (aproximadamente 26 USD o 23€) .

Durante el trayecto se observaron las cuatro tiendas, que comercializan artículos básicos y dos de las cuatro iglesias. Las viviendas en su mayoría están construidas en madera con cobertura metálica, con excepción de algunas construcciones más grandes en block de concreto. Suelen estar compuestas por dos habitaciones, que pueden estar en una misma construcción o separadas: la cocina, donde tienen su estufa a leña, y el dormitorio. En la parte externa de la casa tienen terreno para algunos cultivos y creación de animales, sobretodo aves. Como comentado anteriormente, algunas las casas tienen pequeños paneles solares que alimentan algunas pocas cargas de alumbrado y pequeños aparatos. Se verificaron algunos módulos en las cubiertas de las casas, muchos de los cuales estaban posicionados horizontalmente, y otros en postes de madera. No se identificó cualquier padrón de posicionamiento de los paneles, tanto en orientación como en inclinación. En una de las viviendas visitadas se identificó un módulo fotovoltaico de 12Vcc instalado en un poste de madera y otro ubicado en la cubierta metálica. No se saben las potencias exactas de dichos paneles, pero se supone que estén en el rango de 40-60 Wp. Dentro de la vivienda estaban instaladas dos baterías de acido-plomo, un controlador de carga, en el que se pueden conectar hasta cuatro bombillas y que también cuenta con una salida USB para cargar aparatos de teléfono móvil. En este caso la vivienda contaba solamente con dos bombillas, una instalada en la cocina y otra en el dormitorio y al que parece, debido al mal estado de la batería, no se hacía posible conectar más de una carga simultáneamente. Se comprobó por medio de una brújula que la orientación de las placas es correcta ya que están orientadas al sur. Los propietarios de esa vivienda informan que pagaron aproximadamente 1000 Q por el panel y 1500 Q por las baterías. Relata que el panel ya tiene 8 años y que las baterías normalmente tienen que ser reemplazadas a cada 3 o 4 años.

La siguiente vivienda visitada era de mayores dimensiones y disponía también de una placa solar de 12 V_{cc} conectada a un controlador de carga y a un transformador de 12 V/24 V. Aquí también se pudo observar que las únicas cargas conectadas eran dos bombillas LED que operan en corriente continua. Los residentes informaran que no se podían encender las dos cargas simultáneamente y se percibió que la luz de la bombilla de la cocina parpadeaba continuamente. La colocación de este módulo era totalmente horizontal sobre el tejado y aparentemente orientada al Sur. Una residente de la aldea relató que en su vivienda cuenta con un panel de 60 W, una batería y dos bombillas, pero que por motivos que desconocía el sistema había dejado de funcionar después de 3 años desde su instalación. Se presume que el problema será con las baterías que han reducido mucho su capacidad, probablemente por trabajar con profundidades de descarga muy altas por largos periodos de tiempo. La familia no tiene conocimientos para hacer mantenimiento y tampoco dispone de recursos financieros para adquirir nuevos equipamientos. Esto indica una desventaja de los sistemas individuales frente a los centralizados. Si se hace una buena gestión y se reservan fondos para operación y mantenimiento del sistema es posible alargar la vida útil de los componentes.

Se tuvo la oportunidad de hablar con un miembro de la comunidad que compartió sus opiniones acerca del tema de la electricidad. Él nos comenta que ya se han hecho múltiples intentos hablando con la empresa distribuidora de electricidad, con la municipalidad y otras instituciones acerca del suministro a la aldea. A parte de la distancia al sistema de transmisión, que los responsables alegan ser un obstáculo al suministro, él visualiza como un problema la actuación del CODECA (Comité de Desarrollo Campesino) en la región. Según lo que relata, muchos miembros de estos comités desean nacionalizar la electricidad y por no considerar justo el precio que se les cobra por la electricidad, hacen conexiones a la red eléctrica sin autorización. Él expresa que no está de acuerdo con esos actos, dice que *“La luz es importante y tenemos que pagar por lo que gastamos”*. Relata que en San Juan Cotzal, otro municipio del triángulo Ixil, muchas personas tienen deudas con la empresa de electricidad y debido a esto ya ha ocurrido una desconexión de grande parte de los consumidores. También se comenta sobre la posibilidad de generación propia comunitaria, por ejemplo, en un modelo de asociación, como lo que ya se viene haciendo en localidades de la región. Él comenta que ya se lo han planteado y cita el ejemplo de la usina de Batzchocolá, una micro central hidroeléctrica que suministra las comunidades de Aldea Batzchocolá, Laguna Batzchocolá (Nebaj) y Visiquichum (Chajul). Manifestó el deseo de poder implementar un proyecto similar, que pudiera incluir no solamente Xecotz pero también las aldeas de Buena Vista Suchúm, Vicotz, La Laguna Vicotz y Vicampanavitz. Se menciona que en este modelo los beneficiarios pagarían una cuota mensual, con lo que nos dice que cree que los habitantes de la comunidad tendrían la capacidad de contribuir mensualmente, que lo que no pueden costear es la inversión inicial en infraestructura, y por esto necesitarían financiación para implementar el proyecto. Nos relata también que hay empresas llegando a la región, pero que las alcaldías indígenas apoyan para que no se permita empezar con ningún proyecto sin hacer una consulta popular. Dice que *“la tierra es de las comunidades y tienen el derecho de decidir si quieren o no hacer acuerdos con las empresas”*. Expresa su preocupación con los derechos de la población y su preferencia de que el suministro no esté en manos de empresas privadas, con lo que menciona el caso de la Central Hidroeléctrica Xacbal en Chajul, otro municipio del triángulo Ixil, en que la empresa responsable hizo un acuerdo con la población, pero no cumple con sus obligaciones. Dice que: *“sacan toda la energía y no dejan nada para la gente”*. Se comenta también que en la aldea tienen un modelo comunitario de gestión del suministro de agua, en el que cada usuario paga una cuota anual de 12Q. Existe un comité de agua, que es responsable por la gestión y verifican si alguien no hizo el pago, con lo que se le quita el acceso hasta que regularice su situación.

CAPÍTULO 3. ELECTRIFICACIÓN DE ZONAS RURALES

AISLADAS

3.1 SISTEMAS HÍBRIDOS RENOVABLES

Un sistema híbrido renovable (en inglés *Hybrid Renewable Energy Systems - HRES*) se refiere a un sistema de energía que comprende múltiples fuentes de generación, en su totalidad o mayoría renovables. En el diseño de dichos sistemas se busca optimizar el suministro de una determinada demanda de manera más eficiente, fiable y económica posible. Es un concepto bastante amplio y que permite diferentes configuraciones -se aplica tanto a sistemas conectados a una red eléctrica existente cuanto a sistemas aislados – y también tamaños, que varían con la potencia instalada. [4]

Especialmente en la configuración aislada, estos sistemas suelen contar con dos o más fuentes renovables, un sistema de almacenamiento – comúnmente se emplean bancos de baterías – y un generador de respaldo, que generalmente opera con combustibles fósiles. La combinación de sistemas fotovoltaicos (PV) con un grupo electrógeno diésel y / o sistema de almacenamiento es una solución flexible y generalmente de menor costo para las comunidades rurales que desean instalar una minired para la generación de energía. Dependiendo del modo de operación y la selección de componentes, se pueden obtener grandes cantidades de energía fotovoltaica con un generador diésel y/o un banco de baterías. Cuanto mayor sea la participación de PV, menor será la dependencia del combustible diésel y consecuentemente la influencia del precio del diésel en el costo nivelado de. Otras opciones pueden incluir la implementación de pequeñas turbinas eólicas, MCHs y / o plantas de biogás. [44]

Por lo general, cuando hay un recurso hídrico disponible, la MCH es la mejor opción, ya que proporciona un suministro continuo de energía a un bajo costo. Cuando este recurso es suficiente, la energía hidroeléctrica se ha utilizado con éxito sin combinarse con otras tecnologías. [45]. También pueden ser complementadas por otras fuentes, como los sistemas fotovoltaicos o microturbinas eólicas, dependiendo de los recursos y particularidades de la zona de estudio.

Debido al número de componentes operantes y los requerimientos de fiabilidad de la operación de un sistema híbrido, su estructura tiene un grado considerable de complejidad, lo que exige la aplicación de modelos para el diseño, análisis, optimización y verificación de viabilidad de los mismos. El modelado físico se basa en la aplicación de las ecuaciones fundamentales para cada componente del sistema y posterior generación de un modelo completo. Para simplificar este proceso se suelen emplear herramientas computacionales, que se basan en modelos empíricos con datos de fabricantes y permiten realizar simulaciones y análisis paramétricas. Un ejemplo de software es el HOMER, desarrollado por el NREL, de E.E.U.U., que será aplicado a este estudio. El principio de HOMER es el cálculo del balance de energía del sistema modelado en

base horaria. Para cada configuración del sistema, el *software* analiza si puede o no satisfacer la demanda eléctrica bajo las condiciones que se especifiquen, y estima el coste de instalación y operación del sistema durante el tiempo de vida del proyecto. Las configuraciones que resultan factibles son clasificadas de acuerdo con el coste presente neto (*net present cost*, NPC en inglés), que representa el valor presente de todos los costes restado de todos los ingresos obtenidos al largo del ciclo de vida del sistema. El otro parámetro calculado es el coste nivelado de la electricidad (*cost of electricity*, COE en inglés), que se define como el coste promedio por kWh de energía eléctrica útil producida. En el caso de que no el sistema no suministre ninguna demanda térmica, este valor se calcula simplemente dividiendo el coste anualizado total del sistema por la carga total servida en un año. El software también puede ser utilizado para llevar a cabo análisis de sensibilidad, en las que se testan valores dentro de un rango para la variable definida como sensible para verificar como esta afecta a los indicadores del sistema. [4] [46]

Para el modelado de un sistema híbrido en HOMER, se necesitan informaciones acerca de la demanda de los componentes del sistema, de los recursos energéticos y otras particularidades del proyecto en cuestión, p.ej. restricciones técnicas, económicas, ambientales. Estas cuestiones serán discutidas en apartados posteriores.

3.2 MODELOS DE GENERACIÓN

La planificación eléctrica, encomendada a la administración pública, se basa fundamentalmente en extensión de redes. Pero para suministrar electricidad en comunidades rurales aisladas, la extensión de redes no es la solución más adecuada ni en tiempo ni en coste. [3] Hay distintas soluciones que se pueden proponer y es recomendable evaluar la más adecuada para cada proyecto, según sus particularidades y limitaciones.

Uno de los modelos de generación está basado en sistemas domiciliarios, que consisten en sistemas individuales para suministrar exclusivamente las cargas de la instalación en donde están ubicados. Estos sistemas suelen ser fotovoltaicos o pequeños generadores a gasolina o diésel. La aplicación de este modelo a un grupo de usuarios se clasifica como descentralizada y se caracteriza por el hecho de que cada usuario es responsable por su gestión de energía, es decir, por el equilibrio generación-consumo de acuerdo con las prioridades que elija en cada momento. [47]

El otro modelo se basa en las denominadas microrredes o minirredes, que consisten en una forma de generación colectiva. Se tratan de sistemas centralizados que utilizan una o varias fuentes generadoras de energía, que adecuadamente mezcladas y gestionadas, pueden dar servicio eléctrico a un grupo de usuarios más o menos numeroso con bastante fiabilidad y economía.

Los términos microrred y minirred - *microgrid* y *minigrd* en inglés – aunque contengan el término “red” en su denominación usualmente se refieren al conjunto de fuentes generadoras y distribución eléctrica que suministran determinadas cargas. Los dos conceptos son similares, diferenciándose por el rango de potencia del sistema en cuestión. Se suelen denominar microrredes las instalaciones en el rango de 10 a 100 kW de potencia nominal, mientras las de potencia superior a 100 kW son minirredes. [47]

Según la definición del Departamento de Microrredes de Energía de los E.E.U.U. *“una microrred es un grupo de cargas interconectadas y recursos energéticos distribuidos dentro de límites eléctricos bien definidos que actúan como una única entidad controlable con respecto a la red. Una microrred puede conectarse y desconectarse de la red eléctrica para operar en modo conectado a la red (grid-tie) o aislado (island-mode)”*. [48] Como ya comentado, en aplicaciones de electrificación de zonas rurales, la conexión a la red no suele ser económicamente viable, por este motivo las microrredes utilizadas en estos casos operan en modo aislado.

Debido a la no-simultaneidad del consumo, en un modelo centralizado se reduce la potencia de generación a ser instalada; por consecuencia se reducen los costes relacionados a equipo de generación. Por otro lado, se añaden los costes de la red de distribución, que varían según la longitud, nivel de tensión, puntos de conexión y otros factores. Además, estos sistemas suponen una mayor complejidad en lo que se refiere a proyecto – se necesitan estudios más rigurosos de la demanda - y a la gestión de energía. El equilibrio generación-consumo es centralizado, lo que exige un control preciso de la operación. [47] Cuantas más fuentes de generación se añadan al sistema en cuestión, más complejo será el control y la optimización de la operación.

La elección del modelo más adecuado requiere la comprensión de sus respectivas características tecnológicas y el conocimiento de sus costos asociados. También es importante conocer las condiciones específicas de las ubicaciones remotas o rurales que requieren electrificación, como su contexto geográfico, naturaleza sociocultural, recursos naturales disponibles, densidad de carga potencial y necesidades de carga específicas.[49]

3.3 DISEÑO DE MINIRREDES

Los principios rectores generales para el diseño de sistemas de energía híbridos en la configuración de minirred es que deben ser seguros, adecuados para satisfacer la demanda, expandibles y eficientes. Hay muchos factores que deben considerarse durante el proceso de diseño. Estos incluyen las características geográficas del sitio, las condiciones locales, las características locales de los recursos de energía renovable, los patrones de demanda eléctrica esperados de todos los puntos de carga, el posible crecimiento de la demanda a lo largo del tiempo, la operación de cargas clave en estados estacionarios y transitorios, los servicios de soporte para el sistema mantenimiento, efecto de perturbaciones en la generación y carga de energía, y calidad de energía requerida. [49] En el presente trabajo se buscará tener en cuenta tantos como posible de estos aspectos.

3.4 GENERACIÓN COMUNITARIA

El termino generación comunitaria va mas allá de la instalación de sistemas de generación para suministro de un grupo de cargas. De hecho, cubre cuestiones relacionadas a propiedad, gestión, deberes y responsabilidades y supone el involucramiento y participación directa de los miembros de la comunidad. Estos actúan como propietarios del proyecto y ejercen cierto control sobre él, ya sea mediante una cooperativa o como grupo de propietarios de los terrenos en que se asienta un proyecto, como propietarios de una pequeña empresa o como residentes y dueños de los hogares que viven y trabajan con la instalación diariamente. [50]

El empoderamiento popular es elemento indispensable para caminar hacia la soberanía energética, junto a la independencia del suministro externo de recursos energéticos. La soberanía energética está fuertemente relacionada con el acceso universal a la energía, puesto que supone que la energía es un bien esencial para proveer una vida digna, como afirma la Plataforma por un Nuevo Modelo Energético: *“Un modelo energético soberano es aquel en el que las personas pueden aprovechar las energías renovables disponibles en ese lugar y utilizar tecnologías que generen tejido económico local. La soberanía energética, por tanto, habla de las prioridades de una comunidad de personas y entiende la energía como un bien común antes que como un bien económico”*. [51]

Así que, el enfoque de proyectos de generación comunitaria va mas allá de la viabilidad económica, puesto que considera aportes a las esferas ambiental y social, valorando el acceso a la energía como vector de promoción de desarrollo.

3.4.1 MCHs Comunitarias en la Región de Interés

En Guatemala ya se han puesto en marcha diversas iniciativas de generación comunitaria, que consisten mayoritariamente en MCHs. En estas las comunitarias y comunitarios juegan un papel fundamental como propietarios/as de las instalaciones y son los responsables de su administración y mantenimiento, el fin último de este emprendimiento es que la energía sea utilizada con fines productivos y parte de las ganancias generadas se utilicen para mejoramiento de las condiciones de vida de las comunidades. Las MCHs son parte de una estrategia integral que pretende conjugar el uso de tecnología innovadora y la promoción de conocimientos tradicionales de conservación de los recursos que permitan su aprovechamiento y el afrontamiento de los posibles efectos de la degradación del medio. [52]

Un ejemplo es la central Luz de los Héroes y Mártires de la Resistencia, ubicada en la aldea 31 de Mayo, perteneciente al municipio de Uspantán, localizado en la ecorregión de Zona Reina, región noroccidental departamento de Quiché. La instalación cuenta con una turbina de 75 kW de potencia y suministra energía a cerca de 500 familias. El proyecto se sostiene en base al seguimiento y mantenimiento que dan las y los asociados y el costo por familia es una cuota de sólo 20 Q mensuales.

En la región ixil, los dos principales proyectos de este tipo son la MCH Chel, en el municipio de Chajul, y la MCH Batzchocolá, en Nebaj.

La MCH Chel utiliza el caudal del arroyo Xesayí para mover una turbina hidráulica de flujo cruzado (Michell-Banki) de 165kW, que acciona un generador de 220kVA. El caudal de diseño de la central es de 360 l/s, que es menor que el menor caudal mínimo medido, de 420 l/s, lo que asegura que se tenga una disponibilidad del caudal de diseño el 100% del tiempo y por consecuencia una generación constante al largo del año.

Este proyecto se puso en marcha en 2007, ofertando servicio eléctrico a 4 comunidades del municipio de Chajul y después de una ampliación pasó a atender 10 comunidades, con lo que a finales del año 2017 se benefició un total de 1566 familias. La central es operada y gestionada por la Asociación Chelense, que en la época de la construcción requirió de la organización de la

mano de obra local, mediante la contribución de 80 días de trabajo por familia en el proyecto, lo que dio derecho de conexión a la red local y a la instalación domiciliar.

La MCH es autosostenible financieramente, ya que recupera los costos de operación y mantenimiento tras el cobro mensual de la energía eléctrica, que se diferencia en tarifas administrativa y de alumbrado público. En las tres comunidades fundadoras de la MCH la tarifa administrativa es 12 Q, tarifa de alumbrado público 8 Q, y el costo por kWh consumido 1 Q, mientras que para las siete comunidades recientemente interconectadas la tarifa administrativa es 12,50 Q, tarifa de alumbrado público 12,50 Q y el costo por kWh consumido se mantiene en 1 Q. [53]

La MCH Batzchocolá tiene potencia instalada de 90 kW y beneficia a 3 comunidades: Aldea Batzchocolá, Laguna Batzchocolá, en Nebaj, y Visiquichum, en Chajul, que suman 141 familias. La energía disponible es de aproximadamente 183,6 MWh al año, así que el factor de planta es de 23%. Esto se debe al hecho de que el caudal de diseño, igual a 120 litros/s, está disponible por 10 meses del año. La caída bruta es de 126 m, mientras la neta es igual a 123,87m, lo que representa 2% de pérdidas. [27]

La central es administrada por una asociación comunitaria local (ASHDINQUI), que actúa en el proyecto desde que empezó la iniciativa en el año 2006, seguida por la construcción desde el año 2009 y la operación desde el 2014 a los días de hoy. Este proyecto aglutinó la contribución del gobierno, cooperación internacional, iniciativa privada, ONG y comunidades organizadas y inversión inicial fue de aproximadamente 605 mil USD. La sostenibilidad de MCH de Batzchocolá se basa en la conformación de una empresa comunitaria energética que opera inicialmente como sitio aislado dentro del marco específico de la Ley General de Electricidad como auto productor. Se plantea que cuando avancen las redes de interconexión, podría transformarse en un operador de GDR o bien en un UAEE. [25]

CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA

Conocer la demanda que se necesita suministrar es indispensable para el diseño de un sistema híbrido. De hecho, cuanto más detalladas las informaciones con las que se trabaje, mejores resultados pueden ser esperados. Además, para garantizar la sostenibilidad del proyecto a largo plazo es importante predecir con la mayor precisión posible la evolución de la demanda en el horizonte de tiempo considerado.

En el caso de la electrificación de una comunidad rural esta etapa se presenta como un reto, puesto que no se pueden hacer mediciones. De este modo se requiere hacer predicciones con base en las necesidades y deseos de la comunidad, considerando usos individuales y colectivos. Es necesario determinar la curva de carga diaria y si se considerará alguna variabilidad al largo del año y también entre día de entre semana y de fin de semana.

El modelado de la demanda en HOMER se divide en eléctrica y térmica. La carga primaria es la carga eléctrica que el sistema debe cumplir de inmediato para evitar una carga no satisfecha. En cada paso de tiempo, HOMER distribuye los componentes de producción de energía del sistema para atender la carga primaria total. También se puede añadir cargas diferibles (*deferrable loads* en inglés), es decir, cargas que no necesitan ser suministradas así que surge la demanda, sino que tienen flexibilidad en su suministro, p.ej. bombeo de agua y carga de baterías. La carga térmica consiste en el calor que puede ser necesario para calefacción de espacios, calefacción de agua caliente o algún proceso industrial. Esta puede ser servida por la caldera, por un generador del cual se puede recuperar el calor residual, o por el exceso de electricidad. [46]

Para la carga eléctrica, primeramente, hay que elegir el tipo de carga (*load type* en inglés), si es continua (DC) o alterna (AC). Para los datos, se puede directamente importar un archivo con valores horarios de demanda al largo de un año en base horaria. El archivo debe contener los 8760 valores en una única columna; dichos datos pueden estar basados en mediciones reales de la demanda o en predicciones. En el caso de no contar con estos datos, hay la posibilidad de insertar un valor de demanda en kW para cada intervalo horario de un día, que se puede diferenciar en día entre semana y fin de semana - y un valor promedio anual para la demanda diaria. El software generará curvas sintéticas de demanda, agregando aleatoriedad a los datos insertados. Se permite que el usuario determine dos tipos de variabilidad, así que mediante la combinación de las dos se crean datos de carga de aspecto realista. Una es la variabilidad diaria, que hace que el tamaño del perfil de carga varíe aleatoriamente de un día a otro, aunque la forma se mantiene igual. La otra es variabilidad horaria, que a su vez perturba la forma del perfil de carga sin afectar su tamaño. [46]

Para verificar los escenarios de evolución de la demanda, se utiliza el valor promedio anual escalado (*Scaled Annual Average* en inglés), que es el valor promedio anual del consumo diario

(en kWh/día), como variable sensible. Con esto, se mantiene el perfil de la curva de demanda, pero se escalan los valores para que la media corresponda al valor insertado.

4.1 NECESIDADES ENERGÉTICAS EN UN ENTORNO RURAL

A fin de evaluar la demanda es indispensable analizar las necesidades energéticas en el entorno que se está estudiando. Hay características comunes en muchos proyectos de electrificación rural, no obstante, hay particularidades de cada local que deben ser tomadas en cuenta. Las necesidades energéticas se pueden clasificar en niveles; la FAO [54] considera para entornos rurales:

- a. energía para la supervivencia básica en la cocina, la iluminación y la calefacción de espacios con combustibles de biomasa tradicionales;
- b. luego, a medida que las personas pasan de la subsistencia, alternativas a los combustibles de biomasa tradicionales en estas aplicaciones, como el queroseno y el GLP;
- c. finalmente, el papel de los servicios energéticos mejorados en áreas rurales que usan energía renovable moderna y combustibles fósiles, por ejemplo, en el suministro de energía para pequeños electrodomésticos (por ejemplo, iluminación y radio) y la provisión de instalaciones comunitarias (por ejemplo, alumbrado público, bombeo de agua, energía para centros de salud y escuelas).

El salto entre niveles se relaciona directamente con el factor económico, la "escalera energética" sigue e influye en la "escalera económica". Esto refuerza el papel clave de la energía como componente vital de los intentos de aliviar la pobreza.

La Mesa de Acceso Universal a la Energía (Maue) de España define un nivel adecuado de acceso a electricidad como aquel que cumple unos niveles de suministro y calidad determinados para una cesta básica de los servicios más necesarios para el consumo doméstico. [3] Dicho nivel debe permitir al menos:

- Iluminación: Poder tener una iluminación media en los hogares de 300 lux durante un mínimo de 4 horas nocturnas.
- Dispositivos electrónicos: De especial importancia para la comunicación, la educación y la información, radio, televisión, ordenadores y teléfonos móviles deben poder ser utilizados en los hogares.
- Conservación de alimentos: Disponer de algún dispositivo que permita prolongar la vida de los alimentos. Aunque el objetivo ideal sería contar con refrigeradores eléctricos, en este apartado se podrían aceptar otros métodos eficientes de conservación que permitan prolongar la vida de los alimentos perecederos al menos un 50% más de lo que perdurarían en las condiciones ambiente.

También se puede tomar como referencia un nivel natural de servicios eléctricos, que sería aquel nivel equivalente al consumo de otras comunidades de similares características en cuanto a necesidades, capacidades e ingresos, y que ya estén electrificadas. Por encima de estos niveles, el planificador puede aspirar a garantizar el acceso a los servicios energéticos necesarios para

permitir el cumplimiento de los diferentes objetivos de la agenda de desarrollo sostenible, como son los relativos a lucha contra la pobreza y el hambre, salud y educación, saneamiento, crecimiento inclusivo y trabajo, equidad, destacando el carácter transversal de la energía en la transformación de nuestro modelo de desarrollo y su sostenibilidad. [3]

Tomando todos estos aspectos en cuenta, se ha considerado distintos niveles de utilización para el consumo residencial para hacer estimaciones; luego se han comparado los valores con otros proyectos comunitarios de la zona para predecir la evolución del consumo. En cuanto a los usos productivos, se han incluido actividades que se considera que puedan promocionar el desarrollo de la comunidad, de acuerdo con lo que se identificó en el diagnóstico participativo.

4.2 DEMANDA ELÉCTRICA

El cálculo de la demanda eléctrica se dividió entre demanda residencial y demanda comunitaria, en la que se incluyen actividades de comercio y pequeños negocios. Se describirán las consideraciones hechas y cómo se han calculado cada una de ellas. No se ha incluido ninguna demanda de climatización, puesto que el clima de la región es templado, es decir, las temperaturas no son extremas en ninguna época del año. Tampoco se considerarán variaciones en la demanda eléctrica al largo del año, puesto que las actividades de la comunidad no presentan cambios que puedan tener impactos significativos en el consumo. Para predecir la demanda se ha utilizado la base horaria, que es el formato de entrada del software HOMER.

4.2.1 Demanda Residencial

Se ha empezado estimando la carga instalada para satisfacer las necesidades básicas, que corresponden a la carga existente en las viviendas que cuentan con pequeños sistemas fotovoltaicos, cuyos fines son básicamente alumbramiento, carga de dispositivos móviles y radio. Se ha identificado que la mayor parte de las viviendas están compuestas por 2 habitaciones, una que se emplea como cocina y otra como dormitorio. Puesto que puede haber viviendas más amplias o que se pueda instalar una bombilla en el área externo de la casa, donde muchos suelen tener letrinas, se han considerado 3 bombillas por vivienda, de 20W cada. A esto se han añadido 3 cargas de dispositivo móvil al día, de 5W. En la mitad de las viviendas se ha agregado la potencia de un refrigerador de 250W y un televisor o ordenador portátil de 100W debido a la consideración que no todas las familias pueden costear la adquisición de estos equipamientos. También se ha sumado un adicional de 100 W a un cuarto de las viviendas para algún otro aparato que se pueda conectar ocasionalmente, como por ejemplo una licuadora. Así que se caracterizan 3 tipos de viviendas de acuerdo con la carga A, B y C, para las cuales se ha calculado el consumo diario, estimando las horas de uso diarias de cada uno de los aparatos. Se ha considerado 6h diarias de utilización para las bombillas, 5h para los cargadores de móvil, 4h para los radios, 12h para los refrigeradores, lo que es una equivalencia para estimar el consumo diario de este aparato, y 3h para los televisores, ordenadores y cargas adicionales.

La próxima etapa consistió en estimar la curva de demanda al largo de un día en base horaria, lo que se hizo tras la aplicación de un factor de utilización para cada carga en cada hora del día.

Este es un porcentaje que representa el hecho de que los aparatos no siempre operan con la potencia nominal y que muchas veces no estarán siendo utilizados continuamente al largo de una hora. Dichos valores se estimaron de acuerdo con los hábitos de consumo proyectados y buscando que la suma total correspondiera a las horas totales de uso diario para cada carga.

En lo que concierne el grado de penetración de la electrificación, que representa el porcentaje de consumidores que son susceptibles de conectarse al servicio eléctrico, en otros proyectos de electrificación se ha identificado para el sector residencial valores entre 40% y 60% en el primer año, creciendo a una tasa de 3 a 5% al año hasta que se saturen en valores del 80% al 95%. Puesto que el obstáculo más significativo a la conexión es la inversión inicial, [55] se tiene en cuenta que el proyecto sería subvencionado para poder alcanzar el objetivo del acceso a toda la comunidad. Así que para calcular el consumo total se ha considerado la totalidad de viviendas, aplicando al número total un factor de simultaneidad, con el objetivo de modelar la variabilidad temporal que existe en la utilización de cargas similares entre usuarios. Puesto que no hay normativas en Guatemala para el cálculo de dicho factor, se ha calculado de acuerdo con la norma española ITC-BT-10, que se puede observar en la Ecuación 1.

$$K_s = \frac{(15,3 + (n - 21) * 0,5)}{n}$$

Ecuación 1 – Factor de simultaneidad de demanda.

K_s es el factor de simultaneidad y n es el número de viviendas.

Los valores para cada tipo de vivienda se pueden observar en la Tabla 2 y la curva de demanda residencial en la gráfica de la Figura 13. Para los fines de semana, en que las personas suelen pasar más tiempo en casa, se ha asumido un incremento de 10%, sin ninguna modificación en la distribución de la curva. El consumo total residencial diario es de 162 kWh entre semana y 178 kWh en el fin de semana, con picos de 13,7 kW y 15 kW respectivamente, de las 19h a las 21h. Mensualmente el valor total es de 4996 kWh, así que el promedio de consumo es de 48 kWh por vivienda y de 0,27 kWh per cápita.

Tipo vivienda	Potencia instalada [W]	Número de viviendas	Factor de simultaneidad	Consumo diario/vivienda [kWh]	Consumo mensual/vivienda [kWh]
A	95	53	0,59	0,515	16
B	495	26	0,68	3,965	122
C	595	26	0,68	4,265	131

Tabla 2 - Tipos de viviendas y estimaciones de consumo.
Fuente: elaborado por la autora.

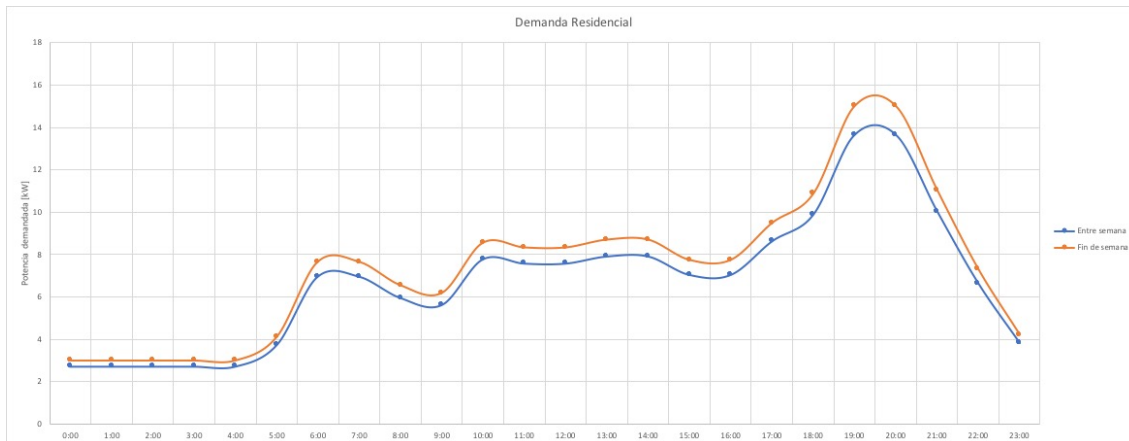


Figura 13 - Curva de demanda residencial.
Fuente: elaborado por la autora.

Otro abordaje posible es clasificar tipos de consumidores de acuerdo con sus ingresos mensuales, cuando se cuente con información en relación a este parámetro. Puesto que se considerará una tarifa para la electricidad, se hace posible relacionar directamente el consumo con la disponibilidad de recursos financieros. En el estudio de factibilidad de la MCH Chel se han considerado 3 tipos de viviendas: A, con ingreso mensual hasta 500Q, que representa el 80% de la población, tipo B con ingresos entre 500 y 1000Q mensuales, un 13% de la población, y la de tipo C, con ingresos superiores a 1000Q, un 7% de la población. El consumo mensual de las viviendas tipo A es de 21kWh, de tipo B es de 30kWh y C de 38kWh, así que el consumo promedio es de 23 kWh. [26] Sin embargo, este estudio considera que la mayor parte de los usuarios no tendrían condiciones de adquirir aparatos de refrigeración, por lo que el consumo estimado para cada tipo de usuario no presenta muchas variaciones. En las consideraciones hechas estos son los aparatos que más consumen electricidad; además se ha tenido en cuenta una gran parcela de la población con condiciones de tener estos aparatos en su vivienda, sino ahora en un momento futuro.

4.2.2 Demanda Comunitaria

Para la demanda comunitaria, se estimaron las cargas de todos los espacios de uso colectivo y comerciales, las que se pueden observar en la Tabla 3. El molino de maíz que actualmente opera a diésel sería sustituido por un motor eléctrico. Así que se ha calculado el equivalente de potencia del motor diésel existente de 12HP en kW. También se ha sumado a esta demanda el alumbrado público, asumiendo que se instalarían luminarias de LED en la vía principal, cuya extensión es de 0,4 km. Se consideraron 20 luminarias de 200 W, lo que corresponde a una distancia de 20 m entre luminarias.

	Bombillas 20 W	Refrigerador 250 W	Ordenador 500 W	Otras cargas	Carga total [kW]
Escuela	5	1	10		5,35
Centro Convergencia	4	1	1		0,83
Auxiliatura	4				0,08
Iglesias	20 (5 en cada)			4 altavoces de 200 W (1 en cada)	1,2
Tiendas	8 (2 en cada)	4 (1 en cada)		4 licuadoras de 500 W (1 en cada)	3,16
Molino Maíz	2			Motor eléctrico de 8,8 kW	8,84
Alumbrado público				20 luminarias de 200 W	4
TOTAL					23,46

Tabla 3 - Cargas de los espacios de uso comunitario.
Fuente: elaborado por la autora.

Para estimar el consumo la demanda comunitaria, se ha empleado el mismo método de la demanda residencial, teniendo en cuenta los horarios de funcionamiento de cada establecimiento, que se observan en la Tabla 4, y la proyección de tiempo de uso de cada carga. En este caso, no se han considerado factores de simultaneidad debido al hecho de que se tratan de cargas concentradas, por lo que no deberá haber variabilidad significativa en su utilización. Puesto que el centro de convergencia y la escuela solamente funcionan de lunes a viernes se calculó una curva para días entre semana y otra para fines de semana. La demanda de las iglesias se considerará solamente en los fines de semana; aunque estos locales puedan tener actividad entre semana se considera que en estos momentos se reduciría considerablemente la demanda residencial, lo que compensaría el incremento de la demanda comunitaria. Las curvas de demanda se pueden observar en la Figura 14.

	Horario entre semana	Horario fin de semana
Escuela	8-16h	-
Centro Convergencia	8-16h	-
Auxiliatura	8-19h	8-19h
Iglesias	-	17-21h
Tiendas	8-13h y 15-18h	8-13h y 15-18h
Molino Maíz	6-7 y 16-17h	6-7 y 16-17h
Alumbrado público	18-24h y 4-7h	18-24h y 4-7h

Tabla 4 – Horarios estimados para los espacios de uso comunitario.
Fuente: elaborado por la autora.

Se observa claramente los picos en los horarios de funcionamiento del molino de maíz, que es la carga de mayor potencia. Los picos son de 12kW de 6h-7h y de 11kW de 16h-17h. El comportamiento de las dos curvas es bastante similar, distinguiéndose en que en el fin de semana se espera un consumo más elevado por la noche. El consumo total comunitario diario es de 79 kWh entre semana y 74 kWh en fines de semana. Mensualmente el valor total es de aproximadamente 2329 kWh.

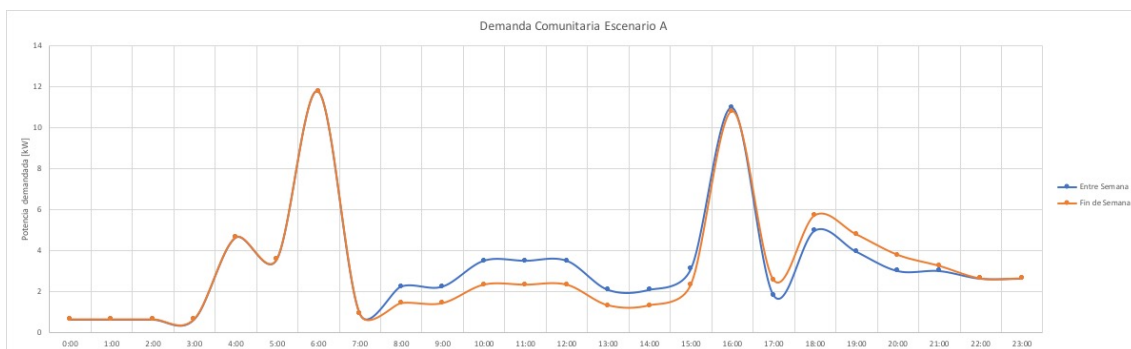


Figura 14 -Curva de demanda comunitaria escenario A.
Fuente: elaborado por la autora.

No se han añadido pérdidas, debido a que se considera que las consideraciones hechas son bastante optimistas, es decir, se están suponiendo cargas y consumos más elevados que lo que se ha verificado en comunidades que se han electrificado en la zona. Se puede verificar en la gráfica de la Figura 15 que los picos más altos de demanda son de 6h a 7h y de 16h a 17h, que se dan principalmente debido a la puesta en marcha del molino, y otro pico más alargado por la

noche, que corresponde a la demanda residencial nocturna, de 18h a 21h. La demanda diaria total es igual a 241 kWh en días entre semana y 252 kWh en los fines de semana.

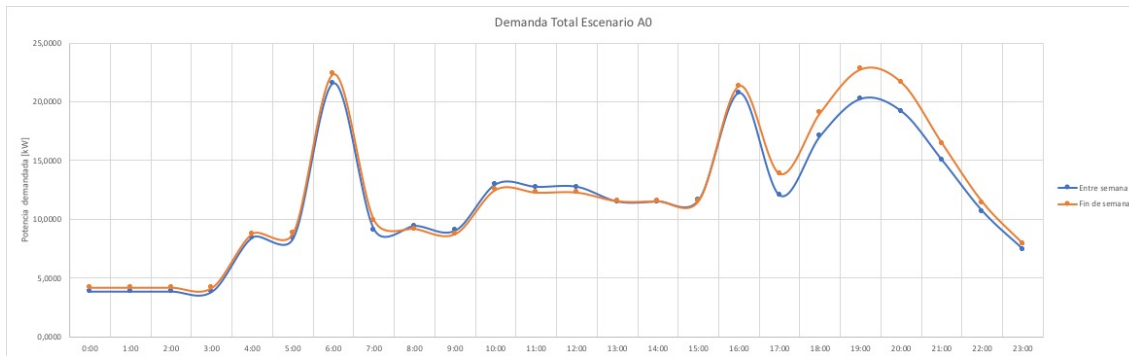


Figura 15 - Curva de demanda total del escenario A0.
Fuente: elaborado por la autora.

4.2.3 Demanda Futura

Para predecir el crecimiento de la demanda hay que tener en cuenta el crecimiento poblacional y la intensificación del uso de la electricidad. La situación corriente de evolución de la población es de decrecimiento debido a la intensa migración identificada en el municipio de Nebaj, especialmente en la zona rural. Según los datos de la municipalidad en el último Censo se identificó una reducción de 7,4% en la población de la zona rural en relación a la encuesta anterior. [39]

Al analizar la demanda residencial calculada se identifica que el valor promedio considerado por vivienda en el escenario base es bastante superior a otros proyectos de la región. Así que para los primeros 5 años no se considerará ningún crecimiento.

En la MCH Chel, después de 6 años de operación el 57% de los usuarios no consumían más de 5kWh al mes, mientras el 87% no pasaba de los 15kWh. En este mismo proyecto se puede apreciar que en el periodo reciente a la electrificación, aproximadamente los 2 primeros años, el promedio de consumo sube más de un 200%; en el año siguiente su crecimiento está entre el 15 y 30% y posteriormente se desacelera teniendo un crecimiento entre 1 o 2% al año. [27] Así que se puede asumir que el crecimiento hasta el nivel de consumo estimado se daría gradualmente en los primeros 3 a 5 años después de la electrificación y que en los años siguientes el crecimiento sería de 2% al año.

Dicho esto, en el escenario base no se considera ningún incremento en la demanda, puesto que se entiende que cualquier posible incremento en la carga instalada o en las horas de uso de estas en las viviendas sería compensado por la tendencia de decrecimiento de la población.

En un escenario más optimista se puede considerar que la electrificación contribuiría para mejorar las condiciones de vida en la comunidad, lo que disminuiría la tasa de migración. En este caso nuevas viviendas se conectarían a la micro red y la demanda residencial aumentaría. Así que en consecuencia del crecimiento de la población y de la intensificación en el uso de la electricidad, para este escenario se ha considerado un crecimiento igual a 5% al año en los años siguientes al año 5 hasta el año 25, que es el horizonte fijado para el análisis.

En todos los escenarios se tendrá en cuenta la inserción de usos productivos que aumentarían la demanda de la comunidad considerablemente. Para estimar el incremento en la demanda, se han tenido presentes los posibles usos mencionados por la propia comunidad cuando se habló de los beneficios y oportunidades de desarrollo local proporcionadas por la electrificación en el diagnóstico participativo y en las entrevistas. Estos serían un taller de carpintería, un taller mecánico, una panadería, un salón comunal para eventos, un centro de capacitación y otros posibles pequeños comercios, entre los cuales se considera una peluquería y una sastrería. El incremento total en la carga instalada es de 21,5 kW y se considera que funcionarán en el mismo horario de las tiendas entre semana y en los fines de semana solamente por las mañanas. De este modo, por medio de la misma metodología de cálculo empleada anteriormente, se hallan las curvas diarias de demanda comunitaria futura, la que se presenta en la gráfica de la Figura 16. El incremento en la demanda comunitaria es de 107 kWh al día entre semana y 79 kWh al día en fin de semana. Es muy probable que tarde algunos años para que se pongan en marcha dichos servicios, por esta razón estos valores se suman a la demanda comunitaria a partir del año 5 y se mantienen en los años siguientes del análisis.

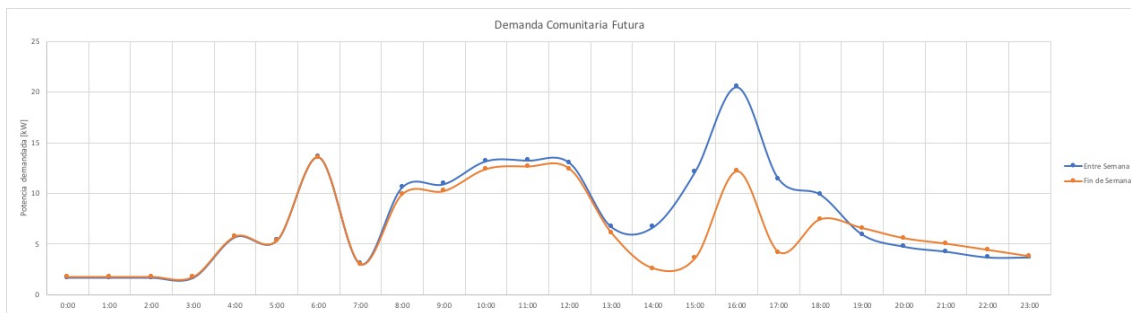


Figura 16 - Demanda comunitaria futura.
Fuente: elaborado por la autora.

Se ha calculado la media ponderada anual para el valor diario de consumo de cada categoría, lo que ha permitido crear escenarios de demanda eléctrica para conducir un análisis de sensibilidad. Dichos valores se presentan en la Tabla 5. Tabla 4 – Horarios estimados para los espacios de uso comunitario.

Fuente: elaborado por la autora.

Escenario	kWh/día residencial	kWh/día comunitario
A0	165	77
A5	165	175
A10	207	175
A15	264	175
A20	337	175
A25	430	175

Tabla 5 - Consumo diario para los escenarios A.
Fuente: elaborado por la autora.

4.2.4 Demanda de las demás Aldeas

Se plantea también que el sistema podría suministrar otras tres aldeas cercanas que tampoco cuentan con suministro eléctrico de la red, como ya comentado anteriormente. Esta consideración aumentaría el nivel de complejidad del sistema, en términos de control y operación, aparte de que supone un incremento considerable en costes de distribución.

Debido al hecho de no contar con datos de las otras comunidades, se evalúa la demanda residencial con base en la población, suponiendo el mismo consumo per cápita que el estimado para Xecotz y manteniendo el patrón de consumo. Los datos empleados son del Censo de la municipalidad de Nebaj, corregidos con el mismo porcentaje de diferencia entre la cifra informada en dicho documento y la declarada por la población de Xecotz en el diagnóstico participativo. Para la demanda comunitaria, se ha verificado en [42] que las tres aldeas cuentan con escuelas y dos de ellas con centros de convergencia. Para cada una de ellas se ha considerado un molino, dos iglesias, una auxiliatura y un número de tiendas proporcional a la población. Así que, estimando la carga instalada y calculando la distribución horaria aplicando los mismos factores de utilización para todos los establecimientos se dibuja la curva de demanda que está representada en la Figura 17.

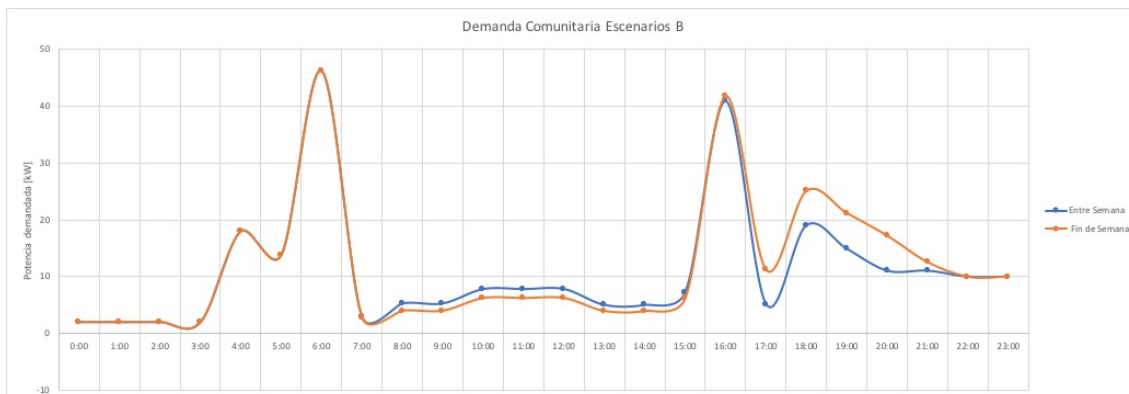


Figura 17 - Demanda comunitaria escenario B.
Fuente: elaborado por la autora.

Para la demanda residencial futura también se han tomado las predicciones de demanda de Xecotz como referencia, aplicando el mismo porcentaje de crecimiento y las mismas consideraciones para elaborar los escenarios. Ya para la evolución de la demanda productiva, se considera que las oportunidades de desarrollo de actividades productivas estarán concentradas en Xecotz, debido al hecho de que las demás aldeas son más pequeñas. Además, se considera que el valor estimado para el incremento ya es bastante optimista, por lo que se añade a partir del año 5 el incremento calculado anteriormente para Xecotz, que es de 107 kWh. Los valores exactos se pueden observar en la Tabla 6.

En estos escenarios además de el incremento en la demanda se añaden los costes adicionales del sistema de distribución, que permitirá que la electricidad llegue a las tres aldeas en cuestión. Con las distancias medidas por los caminos existentes desde Xecotz se estima el coste adicional

en el sistema de distribución, que se añadirá a la simulación de este escenario. Un punto que cabe resaltar es que, con la repetición del padrón de consumo, principalmente el de las cargas de potencia más altas, se elevan mucho los picos de demanda, así que sería bastante interesante poder implementar estrategias de gestión de demanda. Para la demanda residencial esto podría ser un poco más complejo, puesto que es producto de los hábitos de consumo individuales. Por otro lado, para las cargas de la demanda comunitaria, que están concentradas y no son muchas, la gestión se hace más fácil. Así que se podría plantearla como medida para aplanar la curva de demanda y evitar el sobredimensionamiento de la estructura de generación y distribución, reduciendo así los costes y por consecuencia mejorando la viabilidad del proyecto. Un buen ejemplo es el molino de maíz, que es la carga más elevada de la demanda comunitaria. Si cada aldea tuviera un horario distinto para el funcionamiento del molino, se alcanzaría una curva mucho más plana y el pico se reduciría considerablemente.

Escenario	kWh/día residencial	kWh/día comunitario
B0	410	265
B5	410	371
B10	523	371
B15	701	371
B20	1019	371
B25	1744	371

Tabla 6 -Consumo diario para los escenarios B. Fuente: elaborado por la autora.

Para verificar como esto afectaría los resultados, se alteran los factores de utilización, de modo a esparcir la utilización de los molinos entre las 5h y las 9h y entre las 15h y las 19h. Como se puede ver en la gráfica de la Figura 18, que representa la curva de demanda modificada, los picos se reducen en más de 50%. Este escenario también será simulado para comprobar como afectaría a la solución óptima del sistema.

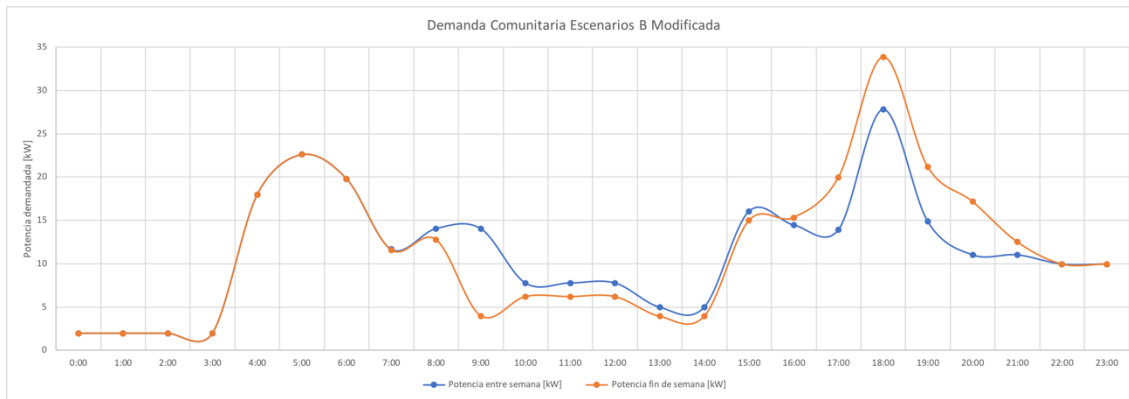


Figura 18 - Demanda comunitaria escenario B con los picos desplazados.
Fuente: elaborado por la autora.

4.3 DEMANDA TÉRMICA

Aunque este trabajo esté enfocado en el suministro eléctrico se juzga que la energía térmica podría jugar un papel estratégico en la gestión de la demanda. Puede ser muy complicado desplazar el consumo eléctrico, pero se puede añadir nuevas cargas que tengan flexibilidad en el horario del suministro y con esto aplanar la curva de demanda.

Para estimular el consumo en horarios fuera de pico, un uso que se buscó introducir en algunos proyectos de electrificación rural es el empleo de la electricidad como auxilio en la cocción de alimentos. En aldeas de Nepal se han promocionado fogones eléctricos de baja potencia y que pueden almacenar calor, para que estén enchufadas durante la mayor parte del día, cuando hay exceso de generación, almacenando calor que puede ser utilizado más tarde para cocinar o como ACS. Esta estrategia promueve la disminución del uso de la leña como combustible, ahorrando no solo recursos naturales, pero también el tiempo y esfuerzo dedicados a la recolección, y/o los recursos económicos invertidos en su compra. En una aldea de Nepal, a los consumidores que tenían contratada la potencia de 250W les permitía la utilización del fogón eléctrico y una bombilla simultáneamente. [56] Según datos de [57], una olla de cocción lenta tiene potencia de 190W y consume 0,710 kWh cuando funciona por 4 horas al día. Se considerará la posibilidad de que la mitad de las viviendas o la totalidad tengan una olla de estas, pero que se enchufen solamente en horarios de baja carga y almacenen el calor para un uso posterior. Este punto es muy importante cuando se lleva en cuenta la transición de las fuentes tradicionales para cocción de alimentos a la electricidad, una vez que los horarios de utilización suelen coincidir para la mayoría de las viviendas. Esto generaría picos de demanda extremadamente elevados, lo que no es deseable en una microrred. Por este motivo, esta carga se añadirá como carga diferible, conforme se discutirá en los siguientes apartados.

CAPÍTULO 5. EVALUACIÓN DE RECURSOS

El análisis de los recursos energéticos locales es una etapa indispensable en el diseño de un sistema híbrido. También es un elemento clave para garantizar la sostenibilidad del modelo de generación y el desarrollo de la soberanía energética. En el presente estudio se considerarán los recursos energéticos viables en el contexto de generación en pequeña escala, dando preferencia a los recursos renovables.

5.1 RECURSO SOLAR

Guatemala cuenta con buenos niveles de irradiación solar, con una Irradiación Horizontal Global (GHI) media de 5,3 kWh/m² diarios. En la porción Sur del país se encuentran los mayores valores, entre 5,6 y 6 kWh/m² diarios. El departamento de Quiché también cuenta con una media bastante buena, con los valores más altos en la porción central del departamento. Estas informaciones se pueden comprobar en la Figura 19. Específicamente para el municipio de Nebaj, se consultaron los datos en la plataforma Global Solar Atlas y los resultados son los que se presentan en la Tabla 7. Así que el valor medio diario es de 5,2 kWh/m² en el plano horizontal y 5,36 kWh/m² en el plano inclinado a 17° con orientación Sur. [58]

Irradiación Normal Directa (DNI)	1646 kWh/m ²
Irradiación Horizontal Global (GHI)	1899 kWh/m ²
Irradiación Horizontal Difusa (DIF)	754 kWh/m ²
Irradiación Inclinada Global (ángulo óptimo)	1958 kWh/m ²
Temperatura del aire	15 °C
Ángulo Óptimo de inclinación de los módulos PV	17/180 ⁴
Elevación del terreno	1900 m

Tabla 7 – Datos obtenidos para Nebaj.

Fuente: [58].

⁴ 180° en relación al Norte, es decir, orientación Sur.

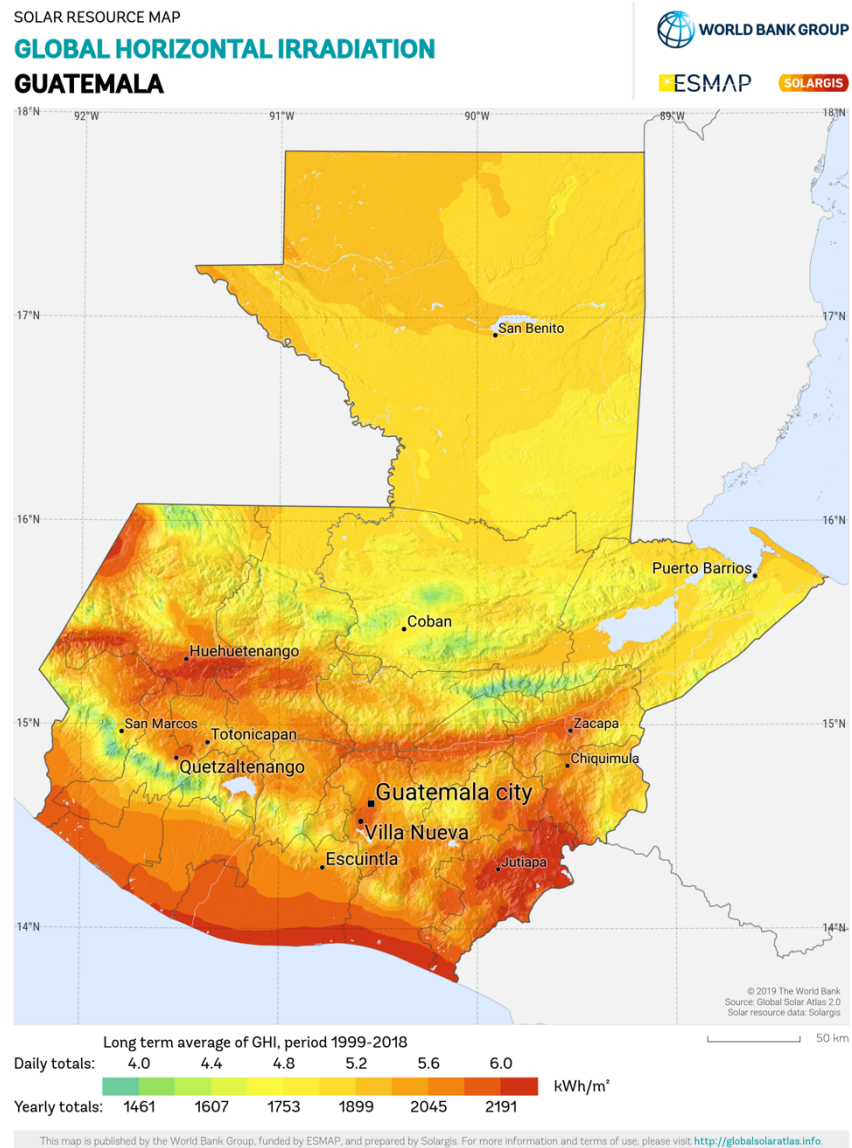


Figura 19 – Recurso solar de Guatemala. Fuente: [58].

En la región hay dos estaciones, una seca y otra lluviosa, por esto puede ser interesante verificar las medias mensuales de la irradiación. Los valores presentados en la Tabla 8 fueron descargados de la plataforma PVGIS de la Unión Europea y se refieren a los valores mensuales de irradiación horizontal global, en kWh/m². En la primera columna se presentan los valores promedios mensuales del período 2005 a 2015 y en la segunda los valores del año 2015, el último de que se tienen datos.

	Valores promedios periodo	Valores de 2015
Enero	119	109
Febrero	129	117
Marzo	160	147
Abril	176	194
Mayo	161	181
Junio	140	137
Julio	149	162
Agosto	155	177
Septiembre	132	139
Octubre	118	127
Noviembre	107	114
Diciembre	121	124
TOTAL	1667	1728

Tabla 8 - Valores de irradiación global horizontal. Fuente: [58].

En la Figura 20 se pueden ver los el promedio diario para cada mes del año 2015. El valor promedio para este año específico es de 4,73 kWh/m² y para todo el período es de 4,6 kWh/m², valores 9% y 12% más bajos que la media del Solar Global Atlas, respectivamente. [58]

Para la simulación en HOMER se deben insertar datos horarios, por esto se han descargado datos de la plataforma NSRDB del NREL de E.E.U.U. Los datos obtenidos son de irradiación global horizontal en intervalos de 30 minutos,[59] lo que es identificado automáticamente por HOMER de acuerdo con el numero de líneas del archivo importado. A partir de los datos el programa calcula los valores promedios diarios para cada mes y para el año, y también el índice de claridad (*Clearness Index*), de acuerdo con la posición geográfica insertada. Esta medida tiene un valor alto en condiciones de un despejado y un valor bajo en condiciones de tiempo nublado. El valor promedio anual calculado para la irradiación global es de 5,35 kWh/m² al día. El valor máximo se identifica en el mes de Marzo, igual a 6,9 kWh/m², y el mínimo en Enero, con un valor de a 4,3 kWh/m². La grafica con el promedio al largo del año se puede observar en la Figura 20.

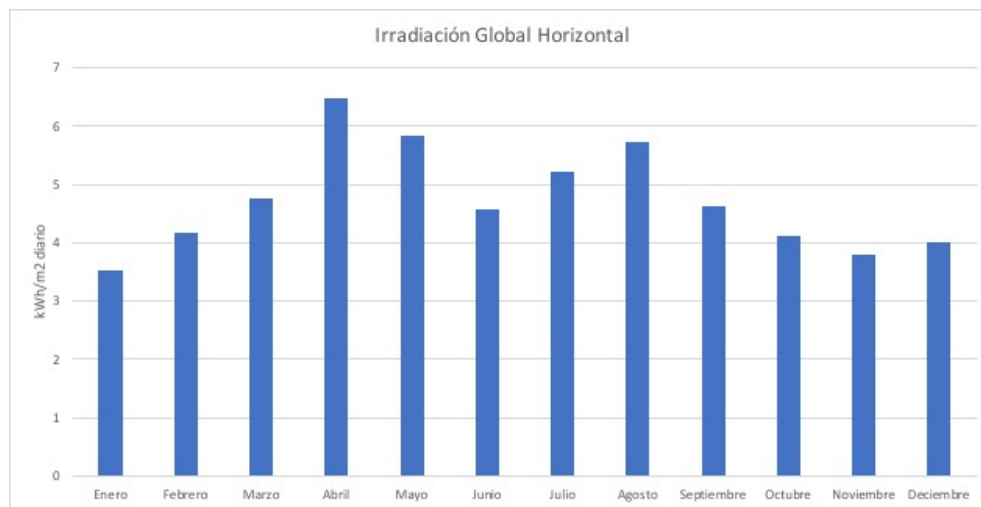


Figura 20 – Valores Diarios de Irradiación Global Horizontal. Fuente: [58]

5.2 EÓLICA

En Guatemala las regiones con mejores condiciones para la generación eólica son las estribaciones sudorientales ubicadas entre Escuintla y Jutiapa. Otra de las regiones con bastante potencial es la región este del departamento de Zacapa. En el mapa de la Figura 21 se puede observar que en el departamento de Quiché no hay sitios de mediciones de viento, así que no se tiene informaciones oficiales del MEM velocidad promedio del viento en la región. [60] No se tiene claro si esto se debe al bajo potencial de la zona o falta de interés en el desarrollo de la región.

En el archivo TMY de Nebaj, descargado de la plataforma PVGIS se encuentran datos horarios de velocidad de viento medidos a 10m de altura para un año típico. Se calcularon los valores promedios diarios para cada mes, los que se pueden observar en la Figura 22. El valor más alto se observa en Febrero, igual a 2,46 m/s y el valor promedio anual es de 1,45 m/s. [61]

Corrigiendo estos datos para alturas más elevadas, todavía se hallan valores bastante bajos. El valor promedio corregido a 50 m de altura sería igual a 2,05 m/s y a 100 m 2,34 m/s, considerando una longitud de rugosidad igual a 0,2m⁵. [62]. Según los valores de referencia de ESF para eólica de pequeña potencia, el mínimo aprovechable corresponde a una velocidad media anual superior a 4 m/s, mientras el aprovechamiento ideal ocurre con velocidad media anual superior a 7m/s. [47]

Dicho esto, se concluye que el recurso eólico en la región no alcanza a niveles que permitan la viabilidad técnica ni económica de su aprovechamiento.

⁵ Valor para área agrícola con muchas casas, arbustos y plantas, o setos de 8 m de altura a una distancia de aproximadamente 250 m.

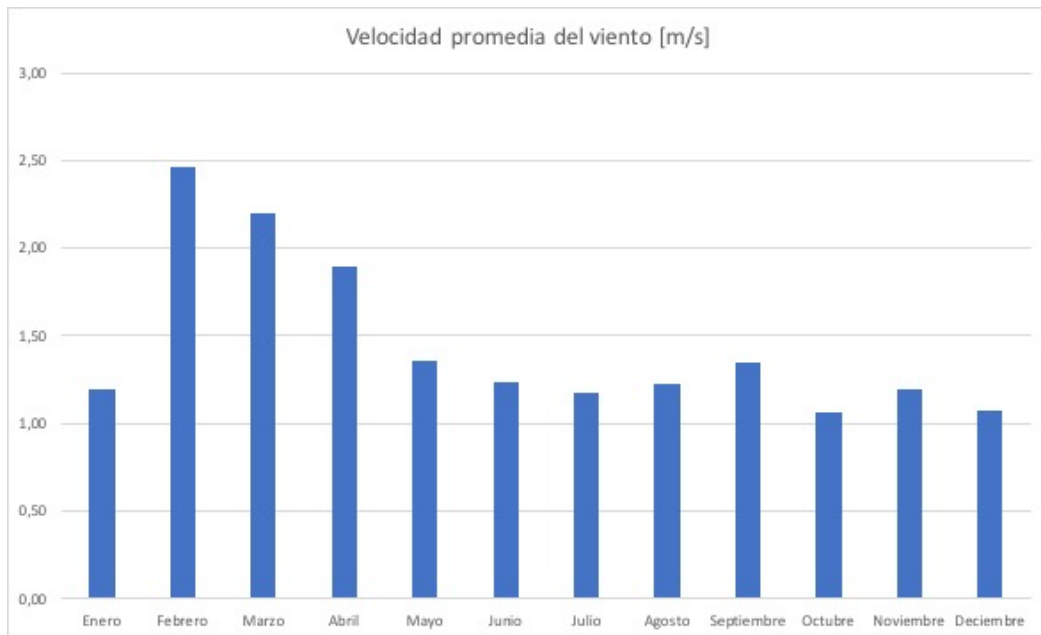


Figura 22 - Velocidad promedio del viento al largo del año.
Fuente: [61].

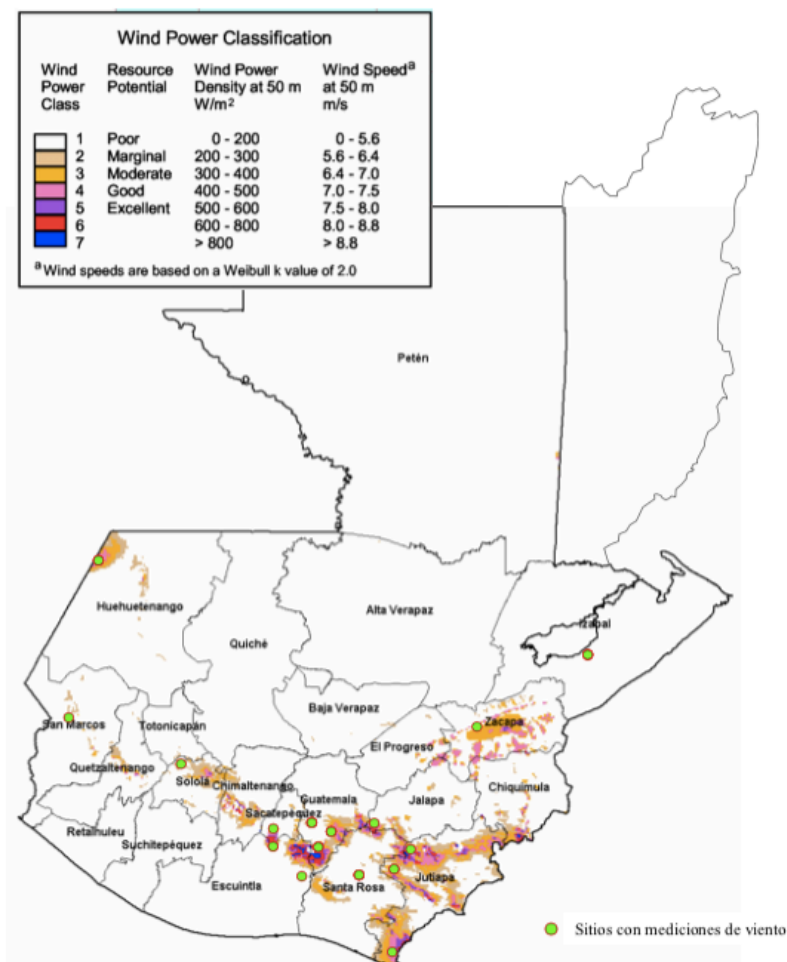


Figura 21 - Representación del recurso eólico en Guatemala.
Fuente: [60].

5.3 RECURSO HIDRÍCO

En el marco de este proyecto el aprovechamiento hidroeléctrico que se considerará es en pequeña escala. En la clasificación según el rango de potencias están las picocentrales, con potencias por debajo de los 5kW; las microcentrales, de hasta 50 kW; las minicentrales, en el rango 50 a 500 kW; y las pequeñas centrales, en el rango de 500 kW a 5 MW. En la Figura 23 están desglosados dichos rangos, así como la clasificación del salto de acuerdo con la altura de la caída en metros.

Potencia	Tipo	Salto		
		Bajo	Medio	Alto
0.5 – 5 KW	Pico central	N.A.		
5 – 50 KW	Micro central	< 15	15-50	>50
50 – 500 KW	Mini central	< 20	20-100	>100
500 – 5000 KW	Peq. Central	< 25	25-130	>130

Figura 23 - Clasificación de las PCHS.
Fuente:[63]

Las centrales también se diferencian según la captación, las denominadas a filo de agua o centrales de agua fluyente son las que utilizan el caudal natural del cauce para la generación de energía, mientras las con embalse o represa acumulan agua para posterior generación de energía. [64] Las centrales de agua fluyente pueden estar instaladas directamente en el curso del río, aprovechando de caídas naturales o pueden ser de derivación, en una configuración como enseña el dibujo de la Figura 24. En este esquema, que es el más utilizado en pequeñas centrales, se desvía parte del agua del río mediante una toma, y a través de canales o conducciones se lleva hasta la central donde es turbinada. Una vez obtenida la energía eléctrica el agua desviada es devuelta nuevamente al cauce del río. [65]

En proyectos de electrificación rural, el tipo de instalación utilizado mayoritariamente son los aprovechamientos de agua fluyente. La desventaja de este tipo de sistema es que el agua no se puede almacenar durante la época de lluvias para ser usada en la época seca. Sin embargo, la gran ventaja de este sistema es que puede ser construido localmente a un bajo costo y su simplicidad le confiere una gran confiabilidad técnica a largo plazo. Además, los sistemas de derivación son preferibles desde el punto de vista de daños ambientales, dado que las características estacionales del flujo aguas debajo de la instalación no son afectadas y tampoco hay necesidad de inundar los valles ubicados aguas arriba de la instalación. [66]

Así que está será la configuración priorizada por este proyecto, que además coincide con la elección en todas las centrales comunitarias de la región. Aunque se considere una generación en pequeña escala, en un principio dentro de las clases de micro y mini centrales, la aplicación de la hidroelectricidad exige estudios más detallados en comparación con otras alternativas. Aspectos geológicos y hidrológicos deben ser accedidos para verificar la viabilidad de aplicación de esta tecnología. Sin embargo, a nivel de simple evaluación es necesario estimar de manera aproximada y rápida las posibilidades del recurso energético y la relación beneficio costo. [67]

Dicho esto, al tratarse de un estudio preliminar y puesta la imposibilidad de obtener datos precisos, se harán algunas simplificaciones y estimaciones, que serán informadas y justificadas.

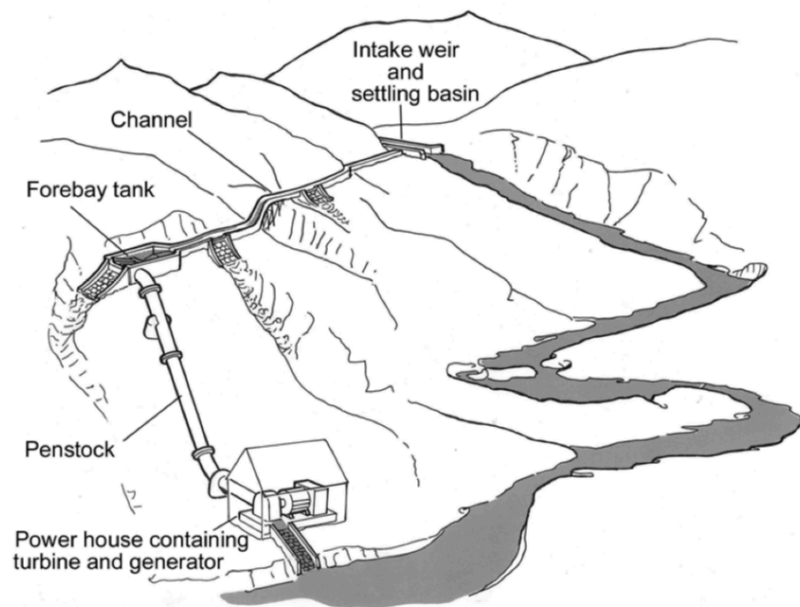


Figura 24 - Componentes de una central de desviación.

Fuente: [68]⁶

5.3.1 Análisis Hidrológico

Para determinar donde es factible un aprovechamiento hidroeléctrico, se deben analizar algunas cuestiones, entre ellas: la existencia de recursos hídricos superficiales; las condiciones físicas para su desarrollo y ejecución y la ubicación de los centros de carga, es decir, donde se prevé la utilización de la energía generada.

Al analizar los recursos hídricos, se sabe que la cantidad de agua que dispone un río en un punto dado está vinculado a las condiciones físicas de su cuenca de drenaje y a las condiciones meteorológicas de la región. Idealmente se dispondría de una estación hidrométrica de la cual se podría obtener series históricas de medición de caudales. [67]

Las mediciones in situ de caudal se hacen por medio del aforo, que se define como la operación de medición del caudal que pasa por una sección de un curso de agua. [69] Puesto que la hidrología puede presentar una variabilidad significativa, con cuantos más datos se pueda contar mejores serán las consideraciones hechas en el proceso de diseño y por consecuencia más preciso el ajuste entre demanda y generación. Es interesante realizar la operación al largo de un año para verificar la influencia de la estacionalidad, que acompaña el régimen de lluvias. Conocer los caudales máximos y mínimos, es decir, contar con informaciones de los momentos críticos posibilitan optimizar un sistema híbrido.

⁶ Traducciones al español: intake weir: toma de agua; settling basin: azud; channel: canal; forebay tank: cámara de carga; penstock: tubería de presión (o tubería forzada); power house containing turbine and generator: casa de máquinas, conteniendo la turbina y el generador (equipo electromecánico).

Cuando no hay datos provenientes de estaciones de aforo o no es posible realizar mediciones, se puede realizar un estudio hidrológico teórico, basado en datos de precipitaciones de la zona y en aforos existentes en cuencas semejantes. [65] Una cuenca se define como un área de captación natural de agua de la lluvia que converge escurriendo a un único punto de salida, también llamado punto emisor. [70] Si se controlan las condiciones meteorológicas por medio de estaciones meteorológicas o pluviométricas y se conocen las características físicas de la cuenca de drenaje, se puede evaluar los caudales interpretando la correlación de estas condiciones. No siempre se disponen de todas las informaciones, por esto se han desarrollado métodos para evaluación de recursos hídricos, aunque se carezca del conocimiento de una o todas estas condiciones. [67]

Para estimar el caudal, se puede emplear el proceso de regionalización de caudales, que tiene como objetivo llevar la información de un punto geográfico a una zona sin datos o con datos escasos, pero con comportamiento hidrológico similar. Esto es posible porque hay procesos con comportamiento similar que pueden ser identificados a través de las relaciones entre las variables y los parámetros hidrológicos y estadísticas de los sistemas hídricos que son espacialmente similares. [71] Según [67] dicho proceso se denomina transposición de caudales y permite asumir valores en un punto diferente al de la fuente de registros, ubicado dentro de una misma cuenca de drenaje, por medio de la determinación de parámetros de correlación. Se relacionan las áreas de drenaje y las precipitaciones medias ponderadas para calcular un coeficiente de transposición. Cuando no se disponga de información meteorológica y la distancia entre el sitio de toma y la estación no es considerable, se puede asumir un valor igual de precipitación, simplificándose de esta manera el valor del coeficiente a la relación entre sus áreas.

Así se puede establecer una serie de caudales mensuales promedio derivada de una serie histórica de una estación ubicada en un mismo curso de agua o en una misma cuenca por correlación directa entre áreas de drenaje, limitada a la diferencia entre áreas de 3 a 4 veces. [72] Las áreas de drenaje se obtienen por medio de la delimitación de cuencas. Con el uso de la herramienta de Sistemas de Información Geográfica (SIG) y teniendo en cuenta las elevaciones del terreno se puede conocer como fluye el agua y así se sabe cuales tramos contribuyen para el caudal en un determinado punto de salida.

5.3.2 Determinación del caudal de diseño

El caudal de diseño que se utilizará para definir el tipo y el tamaño de la turbina se toma por regla general el valor del caudal medio disminuido en el valor del caudal ecológico. OLADE sugiere que a nivel de evaluación se adopte como valor de caudal de diseño para generación de 30% a 50% del caudal medio anual estimado. [67]

También hay que considerar que el cambio climático, por medio de alteraciones en la precipitación y aumento de las temperaturas influencia a las dinámicas hidrológicas y a los caudales de los ríos. Así que, buscando garantizar la sostenibilidad a largo plazo de un proyecto de aprovechamiento hidroeléctrico este aspecto también debe ser tomado en cuenta. De hecho, el estudio [73] estimó que el caudal de salida de la cuenca Xaclbal podría presentar una evolución de -2% (escenario menos pesimista) a -14% (escenario más pesimista).

Se añade a esto el hecho de que hay bastante variabilidad de caudal al largo del año y que se desea maximizar el factor de capacidad, es decir, se desea instalar una potencia que se ajuste lo máximo posible a lo que se pueda generar, puesto que esto ayuda a mejorar la viabilidad económica del proyecto.[68] Por esto se decide utilizar un abordaje conservador en la elección del caudal de diseño, considerando el menor caudal mensual como referencia en lugar del caudal medio.

El caudal ecológico, también conocido como caudal reservado, caudal residual o caudal de compensación, es el caudal exigido para mantener unas condiciones ambientales aceptables en el tramo de río cortocircuitado. Al caudal ecológico se puede añadir el caudal necesario para otros usos, si hay, para así determinar el caudal de servidumbre. Algunos países tienen legislaciones que determinan el valor mínimo o algún método para el cálculo de este parámetro, generalmente como un porcentaje del caudal medio interanual. [manual2.pdf] Si este no se conociera, una primera estimación razonable sería considerarlo igual al 10% del caudal medio interanual. [65] También es razonable estimar algún valor en el rango del Q_{85} al Q_{95} , es decir, los caudales que están presentes del 85% al 95% del año.[68]En Guatemala, no se identifica una metodología coherente para determinación del caudal ecológico; por el contrario, estos son establecidos arbitrariamente sin base en datos científicos. Además, el MARN, como ente encargado de la revisión de los estudios de impacto ambiental (EIA), en la mayoría de los casos presentados para los proyectos hidroeléctricos de la cuenca del río Xaclbal, no ha verificado el impacto de la determinación de un caudal ecológico arbitrario y no monitorea que dicho caudal sea respetado. [73] Para este estudio se utilizará el valor del Q_{90} como caudal ecológico, considerando que este valor ya sería suficiente también para otros usos que puedan existir.

5.3.3 Determinación del salto

Además del caudal, el potencial hidroeléctrico de un sitio en específico también depende de la altura desde la cual cae el fluido. [63]La diferencia de altura que se necesita medir es el salto bruto, definido como la distancia vertical, medida entre los niveles de la lamina de agua en la toma y en el canal de descarga.

La característica común a todas las centrales de agua fluyente es que dependen directamente de la hidrología, ya que no tienen capacidad de regulación del caudal turbinado y este es muy variable. Estas centrales cuentan con un salto útil prácticamente constante y su potencia depende directamente del caudal que pasa por el río. En algunos casos se construye una pequeña presa en la toma de agua para elevar el plano de esta y facilitar su entrada al canal o tubería de derivación. El agua desviada se conduce hasta la cámara de carga, de donde sale la tubería forzada por la que pasa el agua para ser turbinada en el punto más bajo de la central. Para que las pérdidas de carga sean pequeñas y poder mantener la altura hidráulica, los conductos por los que circula el agua desviada se construyen con pequeña pendiente, provocando que la velocidad de circulación del agua sea baja, puesto que la pérdida de carga es proporcional al cuadrado de la velocidad. [65]

Definido el local de instalación de la microcentral, se determinan los puntos de bocatoma y de instalación de la casa de máquinas; y se mide la diferencia de altitud de estos puntos. Para pequeños saltos, un método bastante preciso para medir la altura es el uso de la escala y el nivel.

Para saltos mayores, se emplean otros métodos, de menor precisión pero igualmente válidos, como el GPS o el altímetro. [47]

Para estudios teóricos, se puede utilizar un modelo digital de elevaciones (MDE), que es una representación digital de la variación continua del relevo en el espacio, para verificar el declive topográfico durante el curso del río, para centrales que utilizarían cascadas naturales; o el declive en las márgenes del río, lo que permite el uso de áreas con grandes gradientes desde el desvío del curso del agua. [71]

Conocido el salto bruto, se calcula el salto neto, deduciendo la suma de todas las pérdidas de carga a lo largo de todas las conducciones. Estas son pérdidas por fricción del agua contra las paredes del canal y sobretodo en la tubería forzada, más las pérdidas ocasionadas por turbulencia, al cambiar de dirección el flujo, al pasar a través de una rejilla o de una válvula, etc. Se miden como pérdidas de presión (o altura de salto) y se calculan mediante fórmulas derivadas de la dinámica de fluidos. Para una primera aproximación, se puede estimar el salto bruto mediante un plano topográfico. No obstante, para una determinación más correcta y exacta es necesario realizar un levantamiento topográfico de la zona. Asimismo, también se puede suponer que las pérdidas de carga son del orden del 5% al 10% del salto bruto. [65]

En el campo de la microhidráulica se trabaja en rangos de entre 10 y 160 m de altura. Para mayores saltos, se tienen presiones demasiado elevadas que también incrementan el coste de la tubería, de las juntas y del material de la turbina. Otro aspecto a tener en cuenta es la longitud de las tuberías y la longitud del cable desde la turbina y generador hasta el punto de consumo. Distancias mayores de 1 km no son operativas, tanto por la pérdida de energía que se produce en el transporte, como por el coste de la instalación. [47]

En el proceso de diseño un criterio simple para determinar el diámetro de una tubería, es el de limitar las pérdidas de carga a un determinado porcentaje del salto bruto. [74] En este estudio se ha considerado 10% del salto bruto como el máximo de las pérdidas de carga. Así que se podrá estimar el diámetro a partir de la ecuación de Manning, considerando que las pérdidas por fricción son las fundamentales, así que las demás pueden ser despreciadas para una aproximación inicial. Despejando el diámetro y insertando el límite de pérdida de carga determinado, se obtiene la Ecuación 2.

$$D = 2,498 \left(\frac{Q^2 n^2 L}{H} \right)^{0,1875}$$

Ecuación 2 - Diámetro de la tubería forzada.

D es el diámetro de la tubería forzada, Q es el caudal de diseño, n es el coeficiente de Manning, L es la longitud de la tubería y H es el salto bruto. [74]

En cuanto al material de la tubería forzada, el uso de tuberías plásticas se recomienda para diámetros inferiores a 300-400 mm. Pueden ser de polietileno de alta densidad o de PVC. En caso de microcentrales de mayor magnitud, se emplearán tuberías de acero. Estas tuberías permiten mayores presiones y caudales, pero son más caras, de mayor peso, además de difícil transporte e instalación. [47] Así que se realizó el cálculo en primer momento con el coeficiente

n para el acero soldado y las alternativas que resultaron en diámetros inferiores a 300mm se han cambiado para PVC.⁷

5.3.4 Elección de la Turbina

Las turbinas hidráulicas se clasifican en dos grupos: turbinas de acción y turbinas de reacción. En una turbina de acción la presión del agua se convierte primero en energía cinética. En una turbina de reacción la presión del agua actúa como una fuerza sobre la superficie de los álabes y decrece a medida que avanza hacia la salida.

Entre las turbinas de acción están las de tipo Pelton y las de flujo cruzado, también llamadas Michell-Banki o Ossberger. Las turbinas de reacción más utilizadas son las de tipo Francis y Kaplan. [65]

En la escala de microturbinas, las de tipo Pelton son las más utilizadas en aplicaciones donde se dispone de grandes saltos (de 20 a 200 m) y caudales relativamente pequeños (de 0,001 a 0,2 m³/s). Menos extendidas en el rango de la microturbinas, también existen la tipo Kaplan para autoconsumo. Se mueven en el rango de salto entre los 2 a los 18 m y caudales que oscilan entre los 0,4 a 1,5 m³/s [47], alcanzando eficiencias del orden del 93%. [75]

Para centrales de baja caída también están las turbinas axiales, que constituyen una variante de las turbinas Kaplan, puesto que tienen el mismo rotor de estas pero dispuesto en forma horizontal o casi horizontal. Dentro de este grupo están las tubulares, las de tipo bulbo y las de flujo directo y su uso está permitido en saltos de 5 a 30 metros, con eficiencias del orden de las Kaplan. [75]

Las turbinas de flujo cruzado (*crossflow*), también conocidas como de doble impulsión, Ossberger o Banki-Michell, tienen un campo de aplicación muy amplio, ya que se pueden instalar en aprovechamientos con saltos comprendidos entre 1 y 200 metros con un rango de variación de caudales muy grande. Son muy utilizadas en micro y mini centrales hidroeléctricas, en las que la potencia unitaria no supera 1 MW. El rendimiento máximo es inferior al de las turbinas Pelton, siendo aproximadamente el 85%, pero tiene un funcionamiento con rendimiento prácticamente constante para caudales de hasta 1/16 del caudal nominal. [65]

En el rango de las minicentrales también está la turbina de tipo Francis, que se adapta muy bien a todo tipo de saltos y caudales y cuenta con un rango de utilización muy grande. Se caracteriza por recibir el fluido de agua en dirección radial, y a medida que esta recorre la máquina hacia la salida se convierte en dirección axial. El rendimiento de las turbinas Francis es superior al 90% en condiciones óptimas de funcionamiento. Permite variaciones de caudales entre el 40% y el 105% del caudal de diseño, y en salto entre 60% y el 125% del nominal. [65]

Para elegir una turbina inicialmente se puede emplear como guía las gráficas en que se presenta la aplicación de cada tipo de turbina de acuerdo con el caudal de diseño y el salto, como la que se observa en la Figura 25. En el área de saltos y caudales intermedios, que será el caso del presente estudio, se verifica que se solapan la Francis y la de flujo cruzado (Ossberger en la gráfica).

⁷ El coeficiente de Manning (n) es de 0,012 para acero soldado e 0,009 para PVC. [74]

El rendimiento de las turbinas de flujo cruzado de baja potencia y con saltos bajos está entre el 80 y el 84%, mientras las de mediana y gran potencia con un salto mediano o alto pueden alcanzar el 87%. Las turbinas de flujo cruzado presentan ventajas cuando se trabaja con caudales parciales, puesto que su diseño se hace con dos cámaras. Una más estrecha para caudales pequeños y una más grande para caudales medianos. Las dos pueden trabajar en conjunto cuando los caudales son más elevados, alcanzando el caudal de diseño. [76] Su curva de eficiencia se compone de tres curvas, como se puede observar en la gráfica de la Figura 26. También se observa que es capaz de empezar su operación con sólo el 6% del caudal de diseño y que alcanza una alta eficiencia a partir de los 15%. Por su vez, la turbina Francis necesita un régimen más constante de caudales para tener un buen rendimiento y maximizar la producción.

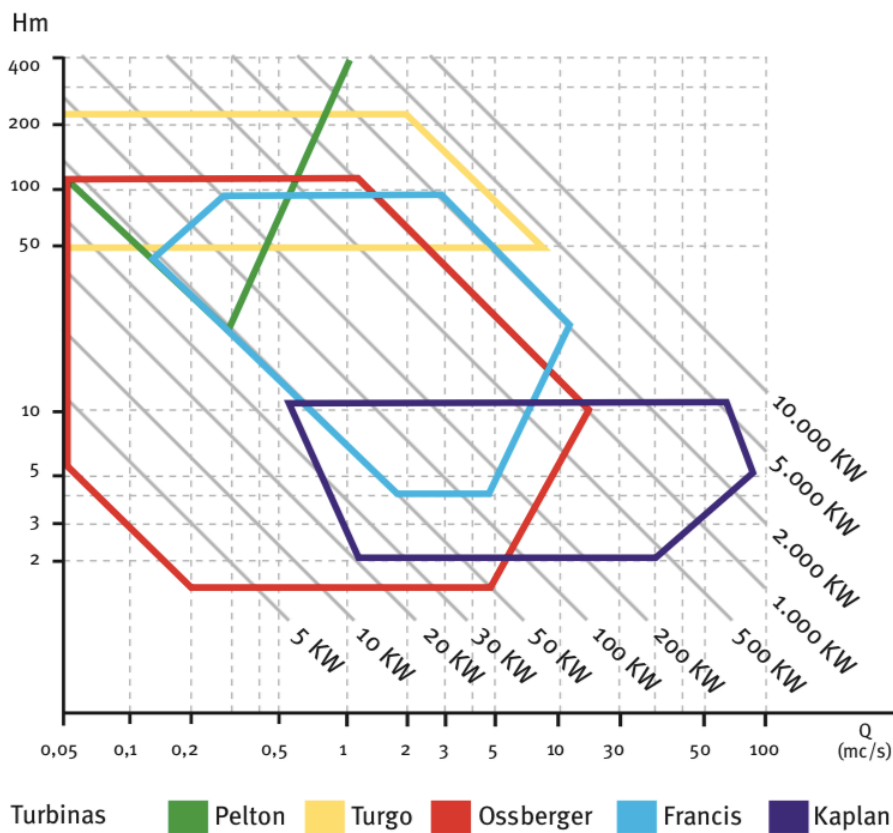


Figura 25 - Gráfica para selección de turbinas de acuerdo con salto y caudal de diseño.

Fuente: [64].

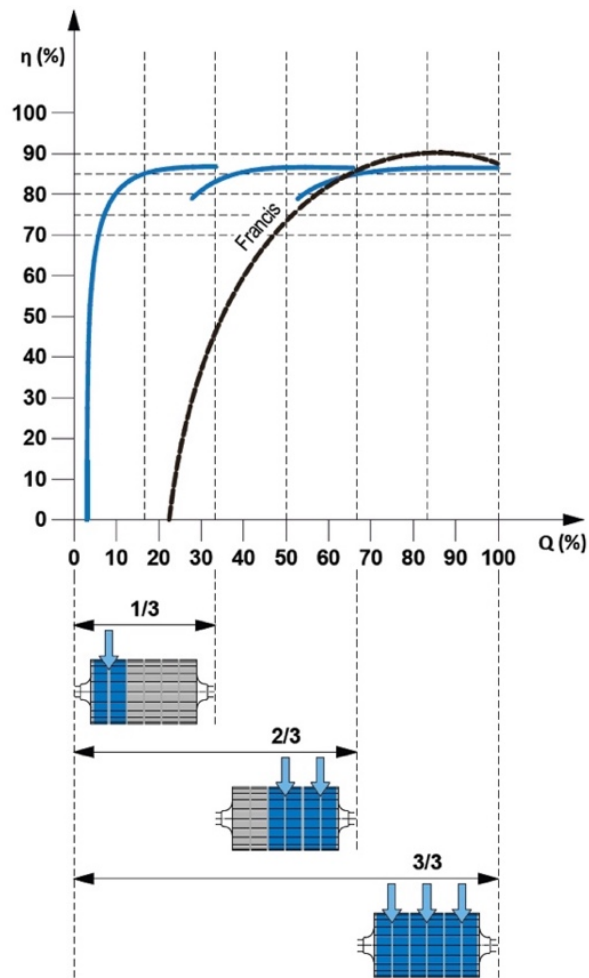


Figura 26 - Comparación de la curva de eficiencia de una turbina de flujo cruzado y de una Francis. Fuente: [75]

3.3.5 Hidrografía Local

Los suelos de Nebaj son irrigados por los ríos Tichel, Suchúm, B'ajilá, Xajal, K'otzol (o Cotzol) y Su'mal a' que atraviesan una buena parte de su territorio para formar el gran Río Chel. El municipio se ubica dentro de tres cuencas; río Xacbal con un área de 61,680.66 Has., que representa el 72,4%; Ixcán con 19,309.59 Has., y representa el 22,7% y el río Salinas con 4,148.25 representa el 4,9% del total del municipio. En el informe del Instituto Geográfico Nacional, se encuentran registrados 31 ríos, cinco riachuelos, 3 quebradas, 7 arroyos, 4 lagunetas y dos lagunas. Los ríos más importantes del municipio son Chel, Xacbal, Ixcán y Salinas. [38]

El río Xaclbal nace a poco más de 2,000 msnm en tierras escarpadas al noreste de la Sierra de los Cuchumatanes, municipio de Nebaj. Aproximadamente los dos tercios más altos de la cuenca presentan pendientes fuertes, mientras que el tercio más bajo presenta pendientes muy moderadas. Estos quiebres topográficos, el perfil longitudinal y la densidad de microcuencas, permiten definir las tres típicas áreas de una cuenca: alta, media y baja. [73] La zona de interés del presente trabajo se incluye en la cuenca Xaclbal, más específicamente en la parte alta de la cuenca, que se caracteriza por una zona montañosa. La ubicación del municipio de Nebaj y de la aldea de Xecotz en relación a la cuenca se observan en la Figura 27.

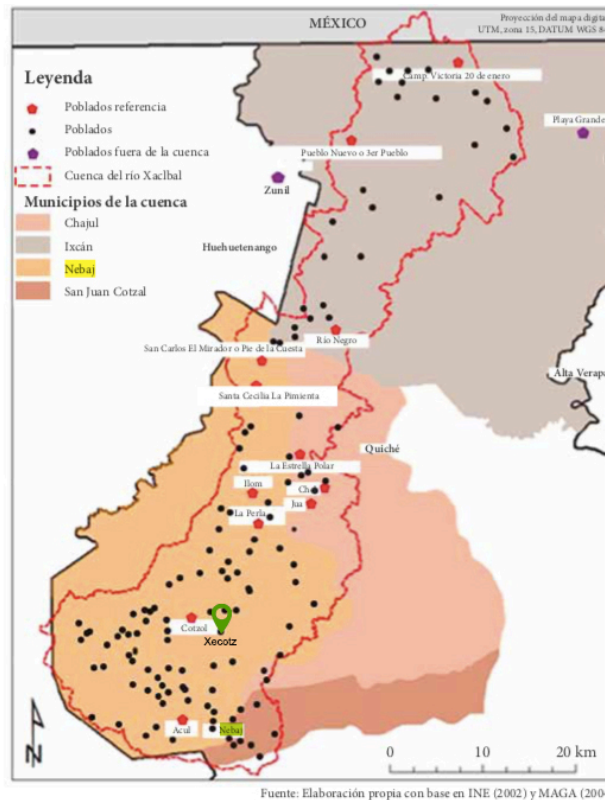


Figura 27 – Ubicación de los centros poblados en la cuenca Xaclbal.
Fuente: elaborado por el autor, adaptado de [73]

La cuenca Xaclbal tiene 1366 km² de extensión y un caudal específico promedio anual de 46 m³/s/km². Su disponibilidad de agua superficial es clasificada como alta [77], lo que indica un potencial interesante para este tipo de generación.

Existen datos de esta cuenca provenientes de una estación hidrológica, ubicada en la parte baja de la cuenca, en las coordenadas 15° 47' 44" N 91° 5' 22" W, y gestionada por el INDE. Puesto que la estación actualmente no está en funcionamiento no se hizo posible obtener la serie histórica de mediciones de caudales.

Por medio de una lectura aproximada de los mapas del Atlas Hidrográfico de Guatemala, presentados en el Anexo 2, en la zona de las cercanías de la comunidad estudiada se han podido sacar los valores de caudal específico medio anual, caudal específico superado en el 90% del tiempo (conocido como Q₉₀), caudal específico medio en año seco, caudal específico medio en año húmedo y caudal específico en mes crítico.

En [73] está presentada una serie de caudales mensuales que corresponde a datos de la estación hidrológica, la que se observa en la Figura 28.

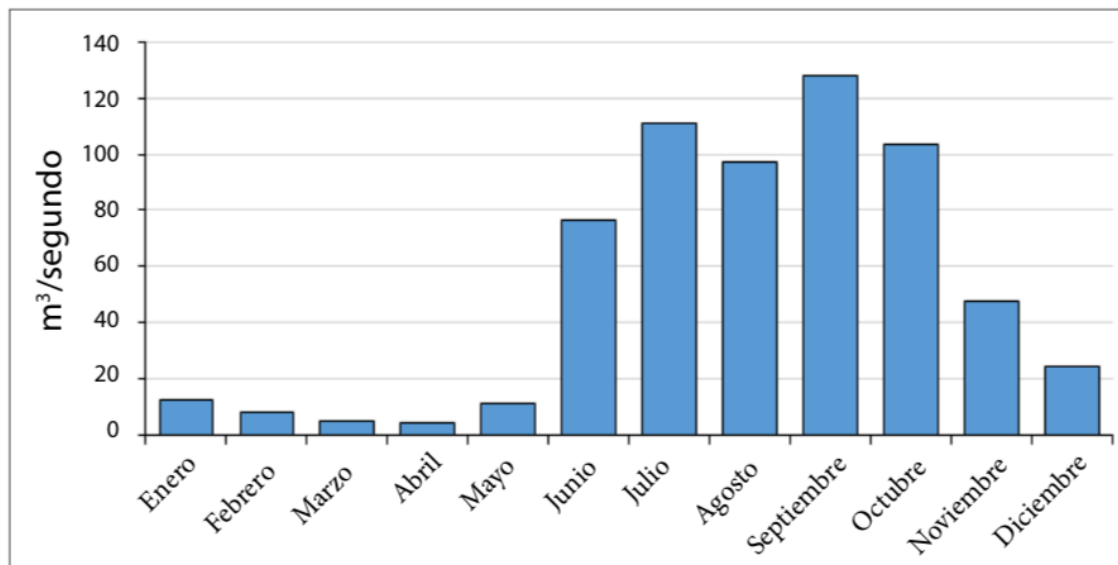


Figura 28 - Caudales promedios mensuales a la salida de la cuenca Xaclbal [m³/s].

Fuente:[73]

Tras delimitar la cuenca correspondiente a la estación se obtiene un área de 768 km², lo que permite obtener caudales específicos que se pueden aplicar a las cuencas regionalizadas. Se percibe que el caudal medio para la cuenca Xaclbal informado es de 52,3 m³/s, lo que correspondería a un caudal específico medio de 68 l/s/km². Ya en el Atlas Hidrológico está informada para toda la cuenca un valor de 46 l/s/km². Para la zona de estudio, que está en la parte más alta de la cuenca, el valor es todavía menor, de aproximadamente 35 l/s/km². [77] Buscando un abordaje más conservador, puesto que se trata de una evaluación preliminar y no se desea sobrevalorar el potencial, se decide por utilizar el último valor. De este modo, se tiene el caudal medio del año y la serie anual se obtiene considerando la misma distribución de la serie de [73], tras un cálculo de proporcionalidad directa.

Los ríos más cercanos a la aldea de interés son el Río Suchúm, que se clasifica como río perenne (o permanente), y el Río Cotzol, que es intermitente [42], es decir, solo tiene agua en la época de lluvias. Los dos ríos se pueden observar en la Figura 29.

Puesto que el proceso de elección del local de instalación de una MCH exige un análisis simultáneo de muchos criterios se han evaluado las dos opciones.

En un principio el Río Cotzol se identifica como más cercano a la comunidad, pero para que se tenga un caudal considerable se debería elegir un punto más próximo a su punto de descarga, maximizando el área de captación. Dicho punto dista aproximadamente 1300 metros medidos en línea recta de la comunidad. Según [47], distancias mayores de 1 km no son operativas, tanto por la pérdida de energía que se produce en el transporte, como por el coste de la instalación. Este valor es una referencia, pero diversos factores específicos de cada proyecto pueden alterarlo para más o para menos; por ejemplo, la potencia instalada, la tensión de transmisión y, por supuesto, los costes del sistema de distribución.



Figura 29 - Ubicación de los dos ríos cercanos a las comunidades.

Fuente: elaborado por la autora.

Otro punto desfavorable a la elección de este río es que el área de la cuenca delimitada es aproximadamente 10 veces menor que la cuenca de la cual se han obtenido los datos de caudal específico, así que el error en la estimación de los caudales es mucho más significativo. Esto se agrava por el hecho de que es un río perenne, es decir, los caudales se reducirán parcial o totalmente fuera de la temporada de lluvias. Se concluye que solamente por medio de regionalización de cuencas no es posible asegurar buenas estimaciones para la serie de caudales, lo que dificulta las estimaciones de generación anual, comprometiendo la fiabilidad del análisis.

Con el objetivo de maximizar la generación al largo del año, se prioriza el río clasificado como perenne, que es el río Suchum. Además, este río tiene un área de drenaje mucho más grande, así que el promedio anual del caudal será más elevado. Sin embargo, se identifica que las distancias a la aldea giran en torno de 1 km, lo que puede incurrir en costes elevados en la instalación de distribución. Por este motivo, estos costes serán incluidos en las simulaciones como coste fijo del sistema, lo que será discutido en el próximo apartado.

El siguiente paso fue la verificación de la topografía, para esto se utilizó el MDE producido tras el levantamiento topográfico realizado por la misión del Shuttle Radar Topography Mission (SRTM), con resolución de 1 arco de segundo (30 metros), conducida por la NASA en 2001. [78] Se observa que hay áreas vacías, en las que no hay información de elevación, pero visto que no son áreas críticas no se aplica ningún tipo de corrección. Utilizando el software QGIS, se superpuso al MDE la camada de ríos obtenidas del [42] y de esta se ha seleccionado un tramo del río Suchum que está en las cercanías de la comunidad, teniendo en mente que se desea que la casa de maquinas esté lo más cerca posible de la comunidad. Se verificaron las declividades

del terreno en las márgenes y se ha trazado el perfil topográfico de dicho tramo, el que se puede visualizar en la Figura 30.

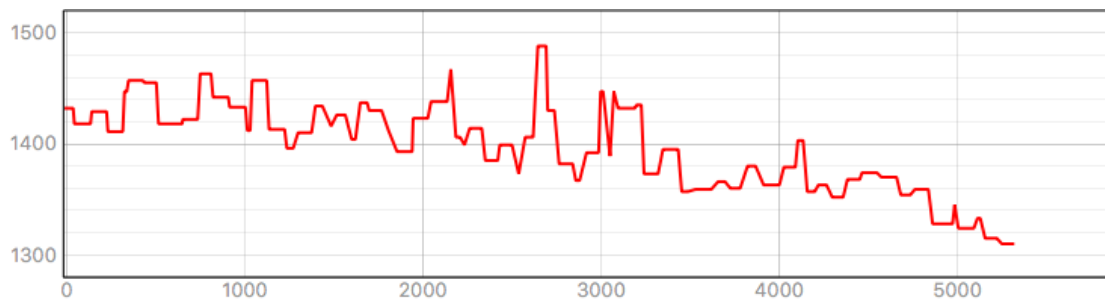


Figura 30 - Perfil topográfico de un tramo del río Suchum.
Fuente: elaborado por la autora.

Visto que el río Suchum es bastante caudaloso, para un pequeño aprovechamiento no se hace necesaria un salto extremadamente elevado. Se inspeccionaron inicialmente los puntos en donde existen diferencias de altura considerables y se buscaron posibles caminos para desviar parte del caudal. Como ya comentado, se desea que el canal de desvío tenga la menor pendiente posible, así que se buscaron trayectos inicialmente planos, con la caída más fuerte en seguida, ambos con la menor longitud posible, buscando minimizar costes de tubería y construcción.

Los puntos más satisfactorios fueron seleccionados y marcados como los puntos de salida para la delimitación de las cuencas, tras la cual se ha obtenido el área de cada una y se han aplicado los caudales específicos calculados anteriormente. Como los puntos elegidos están muy cerca, el área delimitado es prácticamente igual en los dos casos, con un valor de 245 m², 3 veces menor que el área que corresponde a la estación, por lo que la regionalización de caudales se presenta como una metodología válida. La cuenca delimitada se puede observar en la Figura 31. Además, el río Suchum se une al Arroyo Chaima a aproximadamente 5 km de distancia de Xecotz para dar origen al Río Xaclbal, que es el principal río de la cuenca. Esto significa que la utilización de las informaciones de la estación ubicada en el río Xaclbal resultará en estimaciones bastante satisfactorias para el río estudiado.

La serie estimada está representada en la gráfica de la Figura 32. Se observa la gran variabilidad en los caudales, debido al que ya se ha comentado, de que las estaciones lluviosa y seca están bien marcadas. Según las estimativas el caudal del mes de septiembre supera el caudal promedio anual en 190%, mientras el de los meses secos (abril y mayo) representa solamente el 40% del promedio anual. Los datos de caudal promedio mensual serán utilizados para las simulaciones, como se discutirá en el próximo apartado.

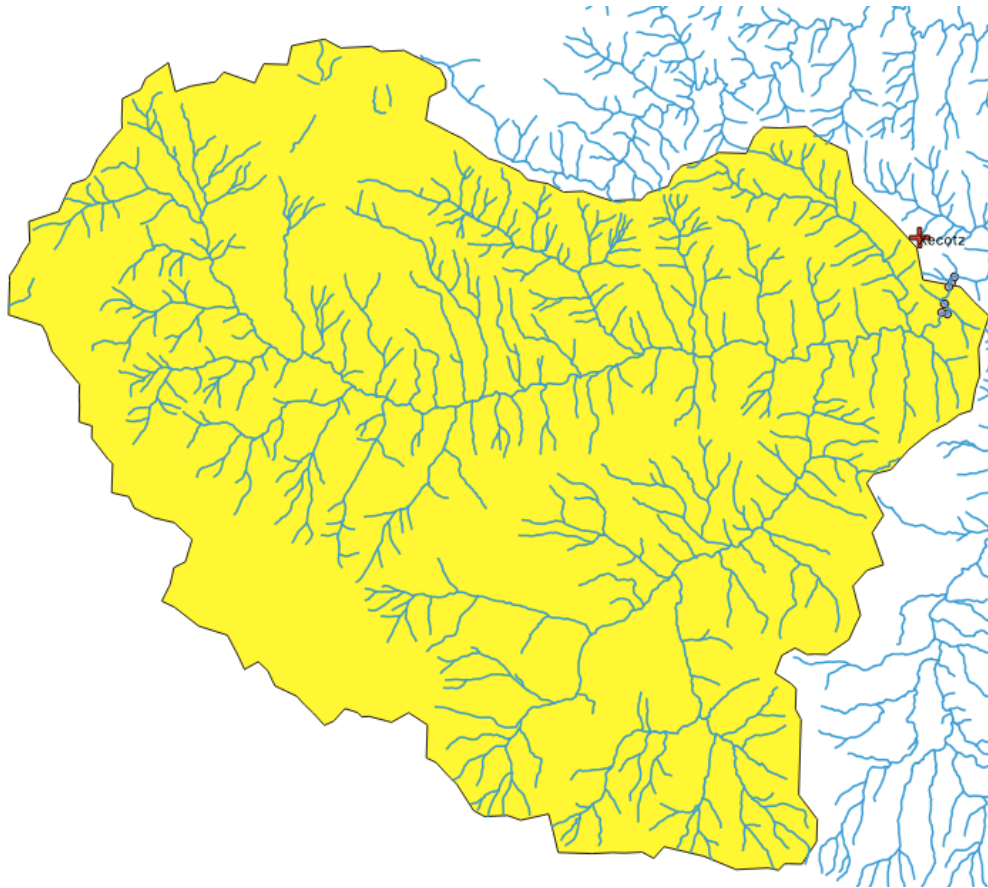


Figura 31 - Cuenca delimitada para el río Suchum en las cercanías de Xecotz.
Fuente: elaborado por la autora.

Se hacen las primeras estimaciones de potencia para cada una de las posibles ubicaciones, considerando un rendimiento de 85% para la turbina y 95% para el generador. También se estimó la energía generada al año, considerando los factores de capacidad de acuerdo con el $Q_{\text{diseño}}$ seleccionado, conforme indicado en [68]. Los resultados se presentan en la Tabla 9. Se verifica que, aunque el caudal de diseño se haya seleccionado con base en el caudal del mes más seco, la capacidad de generación excede en mucho la demanda de los escenarios actuales y futuros. Por esto, se considera interesante utilizar el caudal de diseño como variable sensible en las simulaciones. Con esto se altera la potencia de la MCH y se puede verificar como esto afecta la solución óptima en cada escenario.

Tabla 9 - Estimaciones iniciales para la MCH en el río Suchum.
Fuente: elaborado por la autora.

Opción	Q _{mínimo} [m ³ /s]	Q _{eco} [m ³ /s]	Q _{diseño} [m ³ /s]	H _{bruto} [m]	H _{neto} [m]	Potencia [kW]	Diámetro de la tubería forzada [mm] ⁸	Factor capacidad	Energía estimada al año [MWh]
1	3,3	1,2	2	18	16	257	755	0,65	1461
2				24	22	342	745	0,65	1948

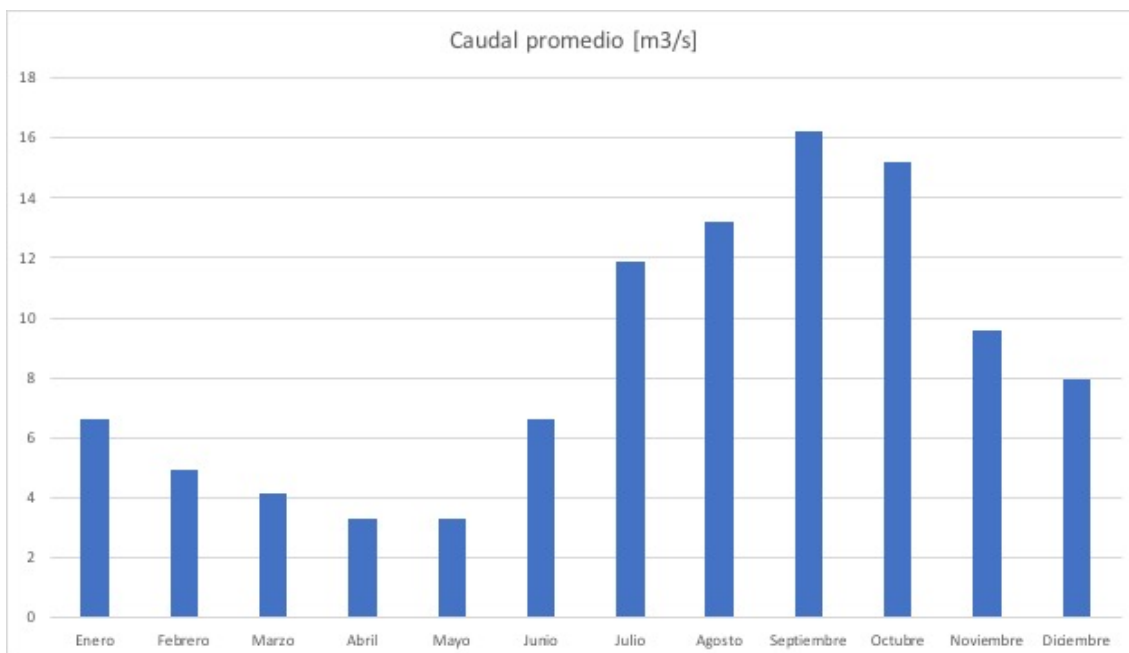


Figura 32 - Serie de caudales estimada para el Río Suchum.
Fuente: elaborado por la autora.

5.4 BIOMASA

Como comentado anteriormente la biomasa en forma de leña es ampliamente empleada como principal fuente de energía térmica a nivel nacional y principalmente en la zona rural. El proceso empleado es la combustión directa, que puede causar serios daños socioambientales, como ya discutido.

En la caracterización de los usos del suelo en el municipio de Nebaj, en 2006 se identificaban los bosques naturales como el 52% del área total, lo que corresponde a 40267 ha. En la extensión del municipio se observaban diferentes tipos de bosques, como: conífera (pino, ciprés, pinabete), latifoliada (liquidámbar, also, otros), mixto, secundario arbustal, ociación mixto-cultivos. Los bosques mixtos eran mayoría, ocupando una extensión de 27618ha, la que

⁸ Se ha considerado acero soldado para las dos opciones.

representa 36% del área total del municipio, seguido por el bosque latifoliado, con un área de 12266ha, que correspondían a 16% del total. [38] Las estadísticas nacionales de cobertura forestal de Guatemala informan para el municipio de Nebaj un total de 38245 ha en 2010 y 42032 ha en el 2016, lo que representa un crecimiento de la cobertura forestal a una tasa de 1,68% al año. [79]

En 2006 se identificaba la existencia de pocas licencias de manejo forestal autorizadas por el Instituto Nacional de Bosques (INAB) y las talas ilícitas eran consideradas un grave problema ambiental en el municipio. Entre las amenazas identificadas en el análisis de riesgo, las más graves como derrumbes, deslizamientos, hundimientos y erosión del suelo tienen la deforestación y la tala inmoderada de bosques como causa. [38] Además, los cambios de uso de la tierra provocan un fuerte impacto en los ciclos hidrológicos. A nivel nacional se estima que apenas el 38,77% de las tierras de muy alto, alto y medio potencial de captación y regulación hidrológica cuenta con cobertura forestal. [80] En esta región, donde la agricultura es la principal actividad económica, dichas alteraciones pueden tener un efecto negativo muy pronunciado del punto de vista social.

Otra fuente de biomasa que se podría plantear para emplearse en esta zona son los residuos agrícolas y agroindustriales, es decir, la fracción de las plantas no aprovechable para fines alimentarios, como por ejemplo los cañotes (tusa) de maíz⁹ y las cascarillas de café. [47] Se sabe que una gran parte de estos son empleados como abono para los cultivos, otros son empleados directamente como combustible en las estufas junto a la leña. Además, resulta muy difícil estimar la cantidad disponible de estos residuos, puesto que no se tienen datos de las áreas de cultivos o de la producción agrícola anual.

La gasificación consiste en convertir la biomasa sólida en un gas, denominado *syngas*, que es una mezcla de CO₂, CH₄ y H₂, con un poder calorífico de 5 a 10 veces menor que el gas natural. Las pequeñas plantas de gasificación van de 10 kW a más de 100 kW. Los sistemas de gasificación combinados con motores de combustión interna pueden producir 1 kWh de electricidad con 1,1 a 1,5 kg de madera, o de 1,8 a 3,6 kg de cascarilla de arroz, o de cascabillo de café. [47] Hay estudios como [81] en que se hicieron pruebas empleando las tusas de maíz en gasificadores y han obtenido buenos resultados. Los ensayos utilizando un gasificador de corriente descendiente (*downdraft*) de escala demostrativa, bajo diferentes cargas de biomasa (66–85 kg / h). obtuvieron como resultado una producción específica de gas de 2 m³ / kg, con poder calorífico de 5,6–5,8 MJ/m³ (1,5kWh). La eficiencia eléctrica se ha estimado en el rango de 21,1% a 21,6%, considerando un motor de combustión interna de pequeña-media escala, con eficiencia de 32%.

En principio esta sería una opción interesante, puesto que puede operar en modo de cogeneración, generando electricidad y energía térmica. No obstante, para la energía térmica una instalación centralizada exigiría una red de distribución de calor, lo que implicaría una inversión inicial bastante elevada, así que esta alternativa no se considera como una prioridad en un momento inicial.

⁹ Corazón de la mazorca de maíz; parte central que sobra al desgranar la mazorca de maíz.

5.5 BIOGÁS

El biogás se presenta como una alternativa interesante para zonas rurales, principalmente para el uso como combustible para cocinar, en sustitución a la leña. En las últimas décadas, hubo una fuerte expansión de esta tecnología en China, donde por medio de una fuerte inversión gubernamental se alcanzaron alrededor de 100 millones de personas en hogares rurales que se benefician de los digestores de biogás para proporcionar combustible de cocina limpio y fertilizante orgánico. Los digestores de uso doméstico en China tienen volúmenes de 6, 8 y 10 m³ y están diseñados para tener una vida útil de 20 años.

Se estima que 1 m³ de biogás puede suministrar el equivalente a 2 horas de cocción. En China la demanda de referencia es de 1,5 m³ diarios por hogar. La producción depende fuertemente de la temperatura, pero en China se estima que un biodigestor de 8m³ de capacidad produce 1 m³ de gas en invierno y más de 2 m³ en verano. [82]

En la zona de estudio se entiende que el biogás podría ser interesante como un complemento a la biomasa sólida para suministrar la energía térmica, aportando la ventaja de reducir el uso de la leña y consecuentemente los impactos negativos de su extracción y combustión. Cuando se plantea esta solución para la región de estudio, exclusivamente para el uso final de cocción de alimentos, se identifican algunos obstáculos; el primero es la materia orgánica necesaria para producir el biogás. Entre los requisitos del programa de China está tener al menos 3 cerdos o 1 vaca para tener un suministro satisfactorio de materia orgánica. [82] En Xecotz se ha verificado que pocas de las familias tienen cerdos y vacas, con lo que se entiende que, aunque se combinara con desechos humanos y otros desechos orgánicos, la materia orgánica disponible podría ser insuficiente para producir la cantidad necesaria que suministraría la demanda en su totalidad. Otro obstáculo podrían ser las bajas temperaturas, que obligarían a la instalación de biodigestores bastante grandes para poder atender a las necesidades de energía térmica en su totalidad. Así que esta podría ser una alternativa para algunas familias, como complemento a una fuente principal, pero su aplicación a escala de comunidad no es factible.

CAPÍTULO 6. SIMULACIONES

6.1 PARÁMETROS DE ENTRADA

Para la etapa de simulación se ha empleado el software HOMER, con los parámetros que serán presentados en esta sección.

6.1.1 Carga Eléctrica

Los datos de la carga eléctrica se han introducidos de acuerdo con los resultados de los cálculos de demanda ya descritos. Se han insertado dos componentes de demanda eléctrica, la residencial y la comunitaria con sus respectivos datos de potencia horaria.

La variabilidad aleatoria se ha considerado como los valores estándar del software: 15% entre días y 20% entre saltos horarios. El software calcula las potencias promedio y pico y el promedio anual escalado de la demanda diaria, valor que se variará en el momento del análisis de sensibilidad que se conduce con el objetivo de verificar los escenarios de demanda futura.

6.1.2 Carga Térmica

El estudio se enfoca en la demanda eléctrica, así que no se añade ninguna demanda térmica a las simulaciones.

6.1.3 Carga Diferible

Se decide por simular los fogones eléctricos de bajo consumo como carga diferible en dos escenarios, uno que los considera en la mitad y el otro en la totalidad de viviendas. Este punto es muy importante cuando se lleva en cuenta la transición de las fuentes tradicionales para cocción de alimentos a la electricidad, una vez que los horarios de utilización coinciden para la mayoría de las viviendas. Esto generaría picos de demanda extremadamente elevados, lo que no es deseable en una microrred. Por esto, se consideran solamente las

La demanda diaria se estima de acuerdo con el consumo de 4h de cocción que es de 0,71kWh para cada fogón. Para estimar la capacidad de almacenamiento se considera el consumo proporcional a las demás 20h del día. La demanda pico es la potencia nominal multiplicada por el número total de fogones y por el coeficiente de simultaneidad. Se supone que la mínima carga, es decir, la mínima potencia para que funcionen los equipos es del 50%, buscando garantizar que al menos la mitad del calor que se puede generar esté disponible. Los valores para cada escenario se pueden comprobar en la Tabla 10.

Escenario	A0D1	A0D2
Numero fogones eléctricos	53	105
Coefficiente simultaneidad	0,6	0,55
Demanda diaria [kWh]	38	75
Capacidad de almacenamiento [kWh]	188	373
Demanda pico [kW]	6	11
Mínima carga (%)	50	50

Tabla 10 – Valores empleados para los escenarios con carga diferible.
Fuente: elaborado por la autora.

6.1.4 Recursos

En las pestañas de recurso solar y hídrico se han insertado los datos ya discutidos en el apartado anterior. También se han añadido archivos con datos de temperaturas que se han obtenido para las coordenadas geográficas seleccionadas de la base de datos del NSRDB. Los datos son registros hechos a cada media hora, lo que el software reconoce por el número de líneas del archivo y calcula los valores promedio para cada mes y para todo el año, que es igual a 16,6 °C.

Para el combustible diésel se han mantenido las propiedades que son estándar en el software. El precio considerado es de 0,95 USD/l, con base en las informaciones recogidas en la aldea. No se ha limitado el consumo anual de diésel.

6.1.5 Extensión de red

Como ya comentado, conociendo los costes específicos de extensión de la red eléctrica (capital y O&M) y el precio de la electricidad de la red, HOMER les compara con los resultados del sistema híbrido y informa cual es la distancia mínima de la red eléctrica que hace con que la instalación aislada sea más viable económicamente que extender la red. Para estimar el coste de capital se han sacado valores de obras de nuevas líneas de [83]¹⁰ y se ha calculado el valor promedio por km de acuerdo con la tensión. Se ha aplicado el valor más alto que corresponde a las líneas de 230 kV y es igual a 347654 USD/km. En lo que se refiere al coste de O&M se ha considerado el 1% del coste de capital al año, con base en [84].

Para el precio de la electricidad de la red se han analizado los valores de la tarifa social de la distribuidora local DEOCSA en el periodo entre mayo de 2015 y junio de 2020. [85] Se ha verificado que suelen haber fluctuaciones pero que en general los valores se mantienen en un mismo rango, lo que se ha comprobado por el cálculo de la desviación típica, que es del 5%. Por

¹⁰ La tabla con los valores se presenta en el Anexo 3.

este motivo se emplea como referencia la tarifa promedio del periodo, igual a 1,78 Q/kWh, que equivale a 0,232 USD/kWh.

6.1.6 Económicos

Los parámetros económicos generales de la simulación son los que se describen en la secuencia:

- a. Tasa interés: 4,91%, que es el valor de la tasa de interés pasiva a final de 2019, que corresponde a la tasa que los bancos pagan al público por sus depósitos. [86]
- b. Vida útil del proyecto: 25 años, se espera que el proyecto se extienda lo máximo posible, pero se considera suficiente que el tiempo considerado sea igual al horizonte de tiempo del análisis.
- c. Coste capital fijo del sistema: este parámetro se ha utilizado para incluir el coste de la red de distribución de Xecotz, como ya discutido. El valor considerado es de 180000 USD, que es el coste específico (USD/km) de referencia multiplicado por la distancia total de la red.
- d. Coste O&M fijo del sistema: para este parámetro se ha estimado 1% del coste inicial al año.

No se ha considerado ningún tipo de penalidad por falta de suministro, por lo que este valor se ha dejado en cero. Se ha elegido utilizar el dólar americano para el análisis económico, puesto que es la moneda más utilizada en presupuestos de proyectos y para compra de equipamientos en Guatemala. Además, es la moneda utilizada por HOMER. Las equivalencias aplicadas son de que 1 USD equivale a 7,7 Q (moneda local) y 0,88 €.

6.1.7 Restricciones

- a. Capacidad máxima de interrupciones: se desea que la calidad del suministro sea la mejor posible; aunque se sepa que permitir un cierto porcentaje de interrupciones en el suministro puede impedir el sobredimensionamiento del sistema en un primer momento se iguala el parámetro a cero.
- b. Fracción mínima de fuentes renovables: no se impone ninguna fracción mínima de renovables, puesto que la única fuente no renovable considerada es el generador diésel como apoyo al sistema.
- c. Reserva operativa: no es necesario cambiar los valores de este parámetro en la mayoría de los casos, los valores estándar son apropiados para la mayor parte de los proyectos. [46] Se inserta 10% de la carga respecto a la carga horaria y 0 para el pico anual; respecto a la producción renovable se inserta un 25% en relación a la producción de energía solar.

No se ha tomado en cuenta ninguna medida de eficiencia energética, así que no se ha marcado la casilla de Ahorro de Energía Primaria (*Primary Energy Savings*).

6.1.8 Control del Sistema

En las entradas del control del sistema se determina la operación del banco de baterías y de los generadores. Para el tiempo de simulación se ha dejado el valor estándar de 60 minutos. En lo

que se refiere a la estrategia de despacho, se ha seleccionado la opción de ciclos de carga, en la que cuando un generador tiene que operar opera a su capacidad máxima y el excedente se envía para cargar las baterías. El punto de ajuste del estado de carga se ha fijado en el 80% de profundidad de descarga, con lo que se alarga la vida útil de las baterías. Cuanto a los generadores, se permite que sean múltiples, que operen simultáneamente y también cuya capacidad sea inferior a la demanda pico.

6.1.9 Tecnologías

Los parámetros de entrada para cada una de las tecnologías se describirán en este apartado.

6.1.9.1 Fotovoltaica

Se ha seleccionado el módulo del fabricante Jinko Solar Cheeta HC 72M de 400Wp para extraer de su hoja de datos las características necesarias para la entrada en HOMER. La hoja de datos se presenta en el Anexo 4. Se desea probar la fotovoltaica como complemento a la MCH y también como fuente principal, por esto se han testeado potencias desde 25 kW a 200 kW. La configuración del sistema tiene los parámetros que siguen:

- a. Corriente: la corriente generada es continua (DC);
- b. Vida útil: 25 años;
- c. Factor de reducción de potencia: 83%;
- d. Inclinación: 15,5°, se desea instalar los módulos con inclinación igual a la latitud del local;
- e. Azimut: 0°, se desea instalar los módulos direccionados al Sur;
- f. Reflectancia del suelo: 20%, que es el valor típico para áreas cubiertas por césped. [46]

En la sección avanzada se ha informado que no hay sistema de seguimiento, ya que la instalación considerada es fija, con estructuras de anclaje en el suelo. Se ha marcado la casilla para considerar los efectos de la temperatura y se han insertado los parámetros de acuerdo con el módulo seleccionado, que son: coeficiente de temperatura -0,36 %/°C, temperatura normal de operación de la célula (NOCT) 45°C, eficiencia del módulo (STC) 19,88%.

Para la potencia de 1 kW se han utilizado los costes: capital 1412 USD, reemplazo 1200 USD, O&M 260 USD/año. No se considera efectos de economía de escala, puesto que este valor por kW se ha calculado a partir de referencias de sistemas de mayor potencia.

6.1.9.2 Hidroelectricidad

En relación a la turbina se han insertado los siguientes parámetros:

- a. Salto disponible: de acuerdo con las ubicaciones ya discutidas en la sección Recursos; se han probado los saltos de las dos ubicaciones posibles;
- b. Caudal de diseño: fue empleado como variable sensible para simular distintas potencias para la MCH;
- c. Caudal mínimo (%): 25% , con base en [84];
- d. Caudal máximo (%): 110%, con base en [84];

- e. Eficiencia (%): 80%;¹¹
- f. Pérdidas de carga en la tubería de presión (*pipe head loss*): 10%, valor fijado conforme ya comentado anteriormente.

Se elige la opción de simular el sistema tanto con como sin la turbina hidráulica, debido a que se desea encontrar el sistema óptimo independiente de cual sea la fuente generadora principal.

Para estimar la inversión en la MCH se ha calculado el coste por kW para el equipo electromecánico, de acuerdo con un presupuesto recibido para una turbina Michell-Banki de 90kW. Este valor específico se ha aplicado a las distintas potencias simuladas en el análisis de sensibilidad. Para estimar los demás costes ha utilizado la siguiente distribución porcentual para la inversión: grupo turbogenerador 30%, obra civil 40% y costes adicionales (ingeniería, dirección de obra etc.) 8%. El coste de la línea y demás equipos eléctricos de regulación y control corresponde a los faltantes 22% pero este se ha calculado a parte. [65]

El coste de reemplazo se estima en 20% del total, aunque en este caso no habrá reemplazo puesto que la vida útil del equipo es igual a 25 años, que es el mismo tiempo de análisis del proyecto. Para el coste de O&M se emplea el 4% del valor de la inversión al año. [74] El resumen de los costes se presentan en la Tabla 11.

Coste electromecánico [USD/kW]	1331
Coste civil [% del total]	40
O&M al año [% del coste inicial]	4
Coste distribución normal [USD/km]	84080
Coste distribución abrir camino [USD/km]	100896

Tabla 11 – Costes empleados para la MCH.
Fuente: elaborado por la autora.

Respecto a las líneas eléctricas, se ha aplicado para los tramos que siguen el camino de las carreteras el precio específico de un proyecto de una MCH de la zona (USD/km) multiplicado por la distancia total. Para los tramos en que habría que abrir camino, se consideró un 20% adicional. Para las dos opciones analizadas los valores se presentan en la Tabla 12.

El coste total estimado varía de 6200 USD/kW a 4000 USD/kW. Para confirmar su validez se los confrontan con valores de la literatura, en la que se encuentran valores de 1175 a 3500 USD/kW para centrales menores de 1MW en México y 2500-10000 USD/kW en Chile. [47] Los precios referencia en Europa están en el rango de 1700 a 2300 USD/kW, pero estos no se refieren a proyectos en zonas aisladas. [65] Se considera que los precios empleados están adecuados para el contexto estudiado y el abordaje conservador adoptado.

¹¹ Valor mínimo del rango de rendimiento de las turbinas de flujo cruzado.

	Opción 1	Opción 2
Distancia con camino [m]	2745	0
Distancia sin camino [m]	120	882
Coste total sistema distribución USD	242907	85762

Tabla 12 - Costes empleados para el sistema de distribución entre la MCH y la comunidad.
Fuente: elaborado por la autora.

6.1.9.3 Conversor

En HOMER las funciones de inversor y rectificador están concentradas en un mismo componente y se informa cual la capacidad del rectificador referente al inversor. En la practica es posible instalar un componente para transformar CC en CA y otro que convierta CA en CC. Existen también equipos que integran un inversor para transformar la corriente continua generada por el campo fotovoltaico y un controlador de carga para las baterías, conocidos por inversores híbridos. Estos equipos ofrecen distintos modos de operación y pueden estar conectados a un sistema fotovoltaico, a baterías y a una red eléctrica o generador. Se considera el precio de un equipo de este tipo, de potencia de 4 kW de la marca Outback Power, cuya hoja de datos se presenta en el Anexo 5. Las potencias a probar son múltiplos de 4, hasta 100 kW. Para fines de simulación se puede considerar que el equipo tiene la misma capacidad como conversor y rectificador. Se presenta en la secuencia los parámetros insertados.

- a. Vida útil: 15 años;
- b. Eficiencia del inversor: 90%;
- c. Capacidad del rectificador: 100%;
- d. Eficiencia del rectificador: 85%.

6.1.9.4 Baterías

Para las baterías se ha elegido el Modelo Trojan T-105, que son baterías de ácido-plomo, cuyas características están incluidas en la biblioteca de HOMER. Su hoja de datos se presenta en los Anexo 6 . Son baterías de 6V y 225Ah, con lo que su capacidad nominal es de 1,35kWh y la energía que puede suministrar durante su vida es igual a 845kWh. Se determina que la tensión del banco de baterías es de 48V, que es la tensión de entrada permitida por el inversor-cargador seleccionado, de modo que 8 baterías tienen que estar conectadas en serie en cada *string*. Para las simulaciones se consideran tamaños que varían de 0 a 100 *strings*, variando de 5 en 5 el rango más bajo y de 10 en 10 a partir del 30.

En lo que se refiere a los costes, se ha tomado como base presupuestos recibidos, en que el precio unitario es de 265 USD, así que este será el coste capital y también el de reemplazo. Para el coste de O&M anual se ha utilizado el 5% del valor de la inversión, es decir, 13USD al año por batería.

6.1.9.5 Generador Diésel

Para la curva de combustible del generador se han insertado los datos publicados por el fabricante CAT, específicamente para el grupo electrógeno DE18E3, con potencia nominal de 18 kW. Su hoja de datos se encuentra en el Anexo 7. El software ha calculado el coeficiente de intercepción, que consiste en el consumo de combustible cuando el generador trabaja sin carga dividido por su potencia nominal y la pendiente, que es el consumo marginal de combustible del generador. Para la curva trazada estos valores son 0,04726 l/h/kW_{nominal} y 0,2723l/h/kW_{salida}, respectivamente. Se consideran 15000 horas de vida útil y 20% como carga mínima para operarlo. No se tiene en cuenta ninguna razón de recuperación de calor, ni horarios en que se debe forzar la puesta en marcha del generador.

En lo que se refiere a los costes, se ha considerado el coste capital de 500 USD y 250 USD para el reemplazo, de acuerdo con consultas en el comercio de Guatemala. Ya los costes de O&M, que se refieren básicamente a reemplazo de aceite, filtros y otros componentes se igualaron a 0,25USD/h. [84] Se han probado potencias de 18 kW, 30 kW, 60 kW y 120 kW.

Para las emisiones se ha considerado el nivel indicado por el fabricante, que es el 3A del estándar europeo de emisiones para maquinaria no vehicular. Se han convertido los valores adecuados para la potencia elegida de g/kWh para g/l que es la unidad requerida por HOMER. Así que los valores insertados son: 14 g/l CO, 10g/l para hidrocarburos no quemados, 1,55g/l de material particulado y 10 g/l para NOx.

6.2 SIMULACIONES

Para las dos opciones simuladas, se ha considerado el caudal de diseño como variable sensible, probando distintos valores para este parámetro.

Se ha enlazado el coste total de la inversión al caudal de diseño, para que cada potencia simulada tenga su respectivo coste. Lo mismo se ha hecho con el coste de O&M, que es proporcional al coste de la inversión inicial. En la Tabla 13 se presentan los valores calculados para cada escenario.

Los parámetros comentados se quedan fijos para los escenarios simulados que consideran el incremento en la demanda, que son: escenario base A0, escenario A5 que se refiere al año en que se incrementaría la demanda comunitaria y escenario A25, que sería el último año de análisis. También se crea un escenario A0D, en el que se añaden las cargas diferibles de acuerdo con lo que ya se ha discutido.

En seguida se han simulado los escenarios B que consideran la demanda de las demás aldeas. En estos se añade el coste de la red eléctrica para transportar la electricidad hasta las 3 aldeas, que es proporcional a distancia medida por el camino entre ellas. A esto se ha sumado también una estimación de la longitud de una red de distribución interna en cada aldea. Se ha aplicado el mismo coste por km utilizado anteriormente. Para cada opción de ubicación de la MCH el cableado hasta la aldea Buena Vista sigue un camino distinto, pero la longitud total de líneas es similar para los dos.

Caudal de diseño [l/s]	250	500	1000	1500	2000
OPCIÓN 1					
Potencia [kW]	35,3	70,6	141	212	283
Precio electromec.	46984	93969	187671	282172	376673
Precio civil	49457	98914	197548	297023	396498
Coste inversión inicial	339349	435790	628127	822102	1016078
Costes O&M/año	16967	21790	31406	41105	50804
OPCIÓN 2					
Potencia [kW]	47,1	94,2	180	283	377
Precio electromec.	62690	125380	239580	376673	501787
Precio civil	65990	131979	252189	396498	528197
Coste inversión inicial	217670	346350	580760	862161	1118974
Costes O&M/año	10883	17317	29038	43108	55949

Tabla 13 - Valores empleados para cada escenario. Fuente: elaborado por la autora.

6.3 RESULTADOS

6.3.1 Escenario A0

En el escenario A0, se encuentra como solución óptima para las dos opciones un sistema exclusivamente compuesto por la MCH, con el menor caudal de diseño, que es de 250 l/s. Comparando los resultados de las dos se verifica que la opción 2, con una potencia de 47,1 kW, es la que resuelta más ventajosa del punto de vista económico. A ella corresponde un NPC de 551098 USD y un COE de 0,439 USD/kWh, mientras la opción 1, cuya potencia es de 35,3 kW, presenta un NPC de 790251 USD y un COE de 0,629 USD/kWh. Como ya esperado la hidroelectricidad es la tecnología que ofrece mejor viabilidad económica, puesto que no tiene costes de combustible y los demás costes de O&M son muy bajos. En la Figura 33 se presenta la distribución de los valores de coste presente neto al largo del proyecto, en la que se verifica que el coste capital es el más pronunciado, dividido entre la inversión en la MCH y en la red de distribución, clasificada como *other*. Aunque los costes iniciales sean elevados, estos se diluyen al largo de la vida útil del sistema y aliado a los bajos costes anuales, resulta en una alternativa muy rentable.

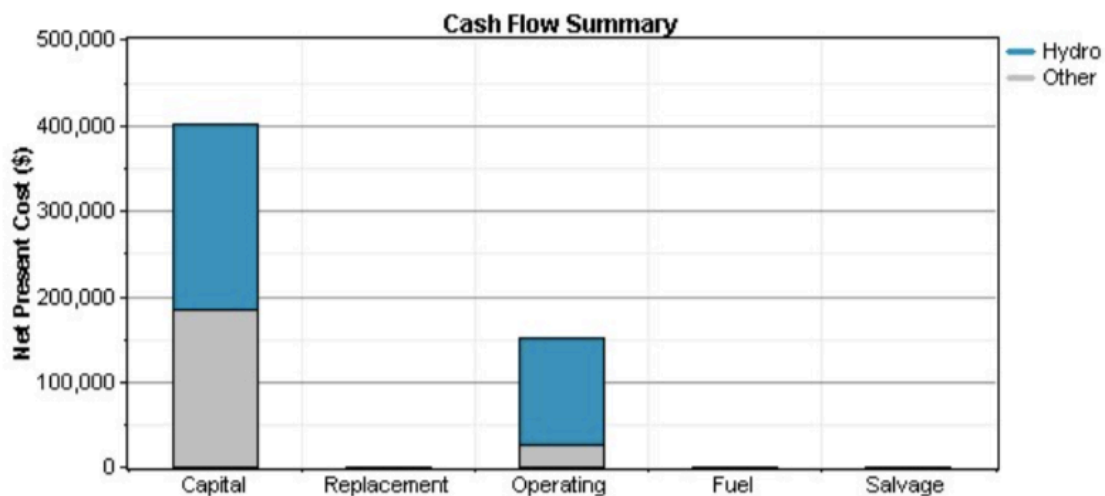


Figura 33 - Resumen del flujo de caja para el escenario A0. Fuente: obtenido por la autora con el software HOMER.

La producción hidroeléctrica de la configuración óptima es prácticamente constante al largo del año, alcanzando un factor de capacidad del 99%. Entretanto, se observa que la producción anual sobrepasa en mucho la demanda, generando un exceso de electricidad de 320036 kWh al año, que corresponde al 78,4% de la producción anual. Con esto se concluye que si esta generación pudiese ser aprovechada la rentabilidad del proyecto mejoraría todavía más.

En el análisis de sensibilidad se verifica que para el escenario base, el caudal máximo de diseño para que la MCH fuera viable es de 500 l/s, al que corresponde una potencia de 94,2 KW. A partir del valor de 1000 l/s, la MCH tiene una producción que supera en mucho la demanda, lo que eleva excesivamente los costes. Así que para este escenario la opción óptima está compuesta por 50 kW fotovoltaico, un grupo electrógeno de 18kW y 320 baterías (40 strings en paralelo). Esta configuración presenta un NPC de 1074354 USD y un COE de 0,855 USD/kWh, un 95% superior a la solución óptima.

Con base en estos resultados se descarta la opción 1 y se selecciona la opción 2 como la ubicación óptima de la MCH. Esta será seleccionada para conducir las simulaciones de los demás escenarios.

6.3.2 Escenario A0D

Se añade la carga diferible de modo que la demanda anual aumenta en 16% para el escenario A0D1 y en 30% para el A0D2. Por consecuencia, el exceso de electricidad disminuye, pero la variación es pequeña; por ejemplo, en el A0D2 el exceso corresponde a 71,7%. Esto indica que la capacidad instalada sería suficiente para suministrar una demanda bastante más elevada, siempre que haya flexibilidad para atenderlas, puesto que si aumentaran los picos habría que incrementar la generación diésel o el almacenamiento, lo que sería un inconveniente para el sistema.

6.3.3 Escenarios futuros (A5 a A25)

En el escenario A5 la solución óptima se mantiene la misma de los escenarios anteriores, la MCH con caudal de diseño de 250 l/s. Debido al incremento en la demanda comunitaria, la demanda total anual es de 124100 kWh, lo que hace con que el exceso de electricidad disminuya a 69,6%. Por consecuencia se reduce el COE, en aproximadamente 30%. En este escenario también se percibe que para el escenario de caudal de diseño igual a 1000 l/s la MCH pasa a ser la mejor alternativa. A esta opción corresponde una potencia nominal de y el NPC resulta en 1120734 USD, mientras el COE es de 0,635 USD/kW.

En los escenarios de A10 a A25, en que se ha variado el promedio anual del consumo residencial, el análisis de sensibilidad ha demostrado que el caudal de diseño óptimo se mantiene en 250 l/s, pero a partir del año 15 se incluye en el sistema un generador diésel de 18 kW y en el año 25 se añaden 40 baterías y un convertidor de 8kW. El consumo de combustible se va incrementando a cada escenario, como se puede ver en la gráfica de la Figura 34, en la que se representa el decrecimiento del COE (en color azul) contra el crecimiento del consumo de diésel (en color naranja). Sin embargo, el consumo es bastante bajo para todos los escenarios; por ejemplo, para el A25 en que el consumo es más elevado la vida útil estimada para el generador diésel con base en las horas de puesta en marcha es de 49 años.

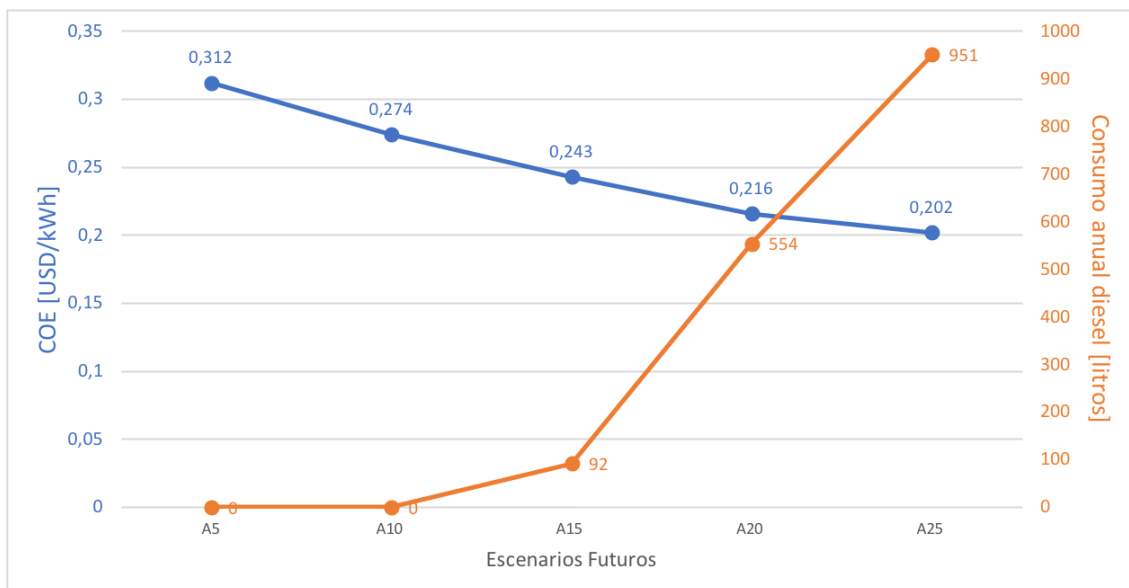


Figura 34 – Comportamiento del COE y del consumo de diésel para los escenarios de A5 a A25.
Fuente: elaborado por la autora.

En el escenario A25 se añade al sistema óptimo un banco de baterías de 40 baterías y el convertidor necesario para convertir la energía CA en CC y al revés. El banco de baterías con capacidad nominal de 54 kWh tiene una salida de energía de 395 kWh al año y su estado de carga se mantiene siempre por encima de los 70%, lo que hace con que la expectativa de vida útil sea de 10 años, que es una duración muy buena. Para la solución óptima se observa la siguiente distribución de

La segunda mejor solución está compuesta únicamente por la MCH con el caudal de diseño igual a 500 l/s. En este caso el excedente de energía es de 72,5% en comparación con 45,2% de la solución óptima; por consecuencia el NPC y el COE son 16% superiores.

En la Figura 35 se puede visualizar el resultado del análisis de sensibilidad. Esta gráfica representa el tipo de sistema de mínimo coste versus las dos variables sensibles; la demanda residencial (eje horizontal) y el caudal de diseño (eje vertical). Los puntos marcados son los puntos calculados, los demás se obtienen utilizando interpolación. [46]

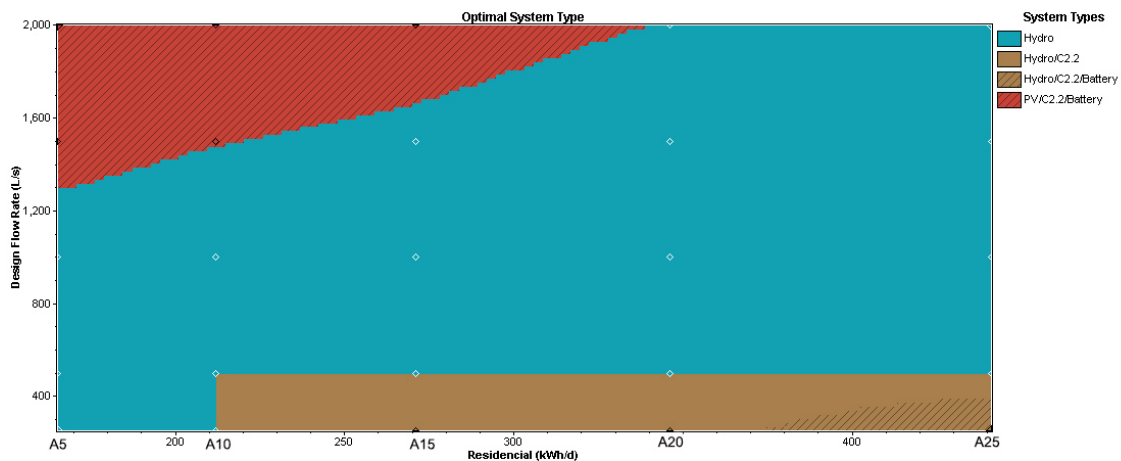


Figura 35 – Representación gráfica del resultado del análisis de sensibilidad para los escenarios A.

Fuente: obtenido en HOMER y adaptado por la autora.

Se verifica que, si se quisiera que toda la demanda se suministrara exclusivamente por la MCH al largo de todo el tiempo del proyecto, el caudal mínimo debería ser de 500 l/s, es decir la MCH tendría potencia nominal de 94,2 kW. A esta configuración corresponde un NPC de 752978 USD y puesto que la generación es constante, conforme sube la demanda, baja el COE y el excedente de electricidad. Esto se puede verificar en la gráfica de la Figura 36, que representa la evolución del COE en el eje de la izquierda y del excedente de electricidad en el eje de la derecha.

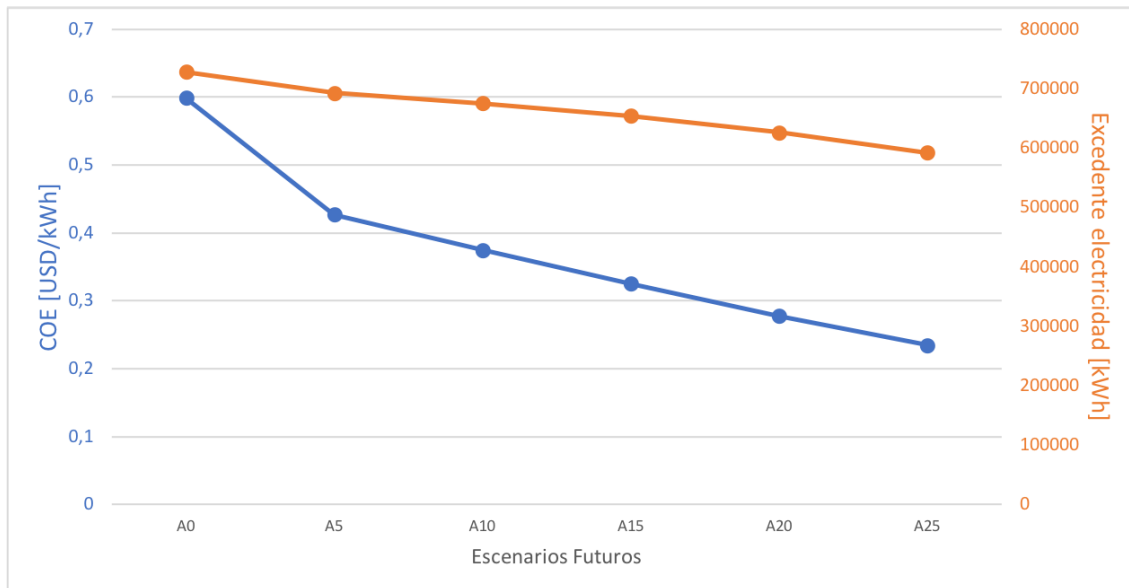


Figura 36 - Comportamiento del COE y del excedente de electricidad para todos los escenarios A, considerando el caudal de 500 l/s para todos los escenarios.

Fuente: elaborado por la autora.

6.3.4 Escenarios B

Para la situación en que se considera también la demanda de las demás aldeas cercanas, en el primer escenario el NPC más bajo se encuentra para un sistema compuesto por la MCH con caudal de diseño de 500 l/s y un grupo electrógeno de 18kW, que utiliza solamente 125 litros de combustible en todo el año. El COE es un poco superior al del escenario A0, en este caso es igual a 0,498 USD/kWh. Al exceso de electricidad corresponde un valor anual de 570996 kWh, que representa 70% de la producción.

Para los escenarios B5, B10 y B15 la potencia del grupo electrógeno pasa a 30 kW; a los dos primeros se añaden 40 baterías. La potencia del convertidor es de 4 kW para el B5 y de 12 kW para el B10, mientras para el B15 se necesitan 24 kW ya que el número total de baterías serían de 80. Se percibe que, con la evolución de la demanda, se reduce el excedente y también el COE, mientras el consumo de combustible crece. En la Tabla 14 se pueden comprobar estos valores.

Para los dos últimos escenarios se identifica que la MCH de potencia igual a 94,2 kW ya no proporciona la mejor solución, sino que el mejor resultado es para un caudal de 1000 l/s, lo que corresponde a una potencia de 188,4 kW. Para el año 20, la generación hidroeléctrica suministraría toda la demanda, mientras en el año 25 esta sería complementada por un grupo electrógeno de 60 kW y 80 baterías, al que se añade la potencia de 24 kW del equipo convertidor. Aunque este sistema incluya el generador diésel, el consumo anual es bastante reducido, así que la vida útil estimada para el grupo electrógeno es de 49,5 años para el escenario B25.

Escenario	Caudal	Grupo Electrónico	Baterías	Convertidor	NPC	COE	Consumo diésel	Excedente Electricidad	
	l/s	kW	número	kW	USD	USD/kWh	litros	kWh	%
B0	500	18	-	-	1743992	0,498	125	570996	70
B5	500	30	40	4	1826139	0,41	1092	534402	65
B10	500	30	40	12	1858079	0,4	1385	494056	60
B15	500	30	80	24	1940825	0,349	2215	430559	52
B20	1000	0	0	0	2098441	0,291	0	1126167	69
B25	1000	60	80	24	2366585	0,216	3089	869562	53

Tabla 14 – Resultados para los escenarios B.
Fuente: elaborado por la autora.

En la Figura 37 se puede verificar que para el intervalo del año 20 a 25, el caudal de 500 l/s es el menor posible, es decir, con las potencias que se han probado para los demás componentes no se logra suministrar toda la demanda y como no se ha permitido ningún porcentaje de falta de suministro, el software no encuentra solución óptima.

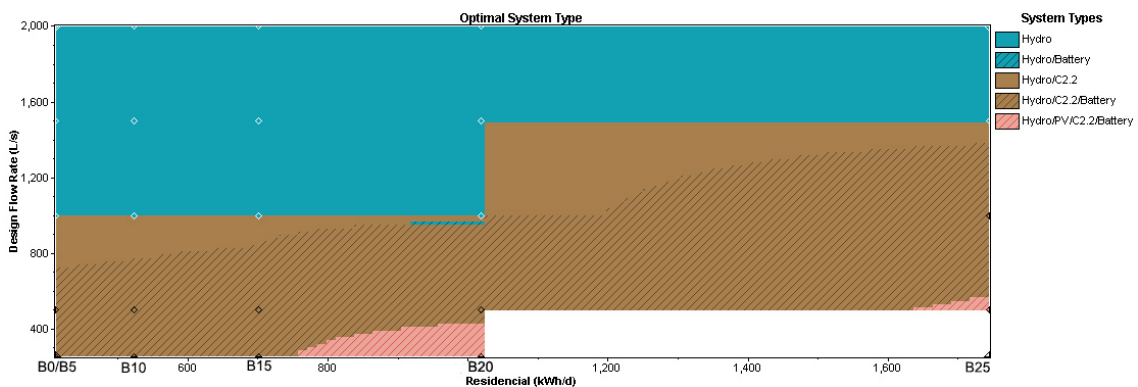


Figura 37 – Representación gráfica del resultado del análisis de sensibilidad para los escenarios B.
Fuente: obtenido en HOMER y adaptado por la autora.

Analizando los resultados del escenario B con los picos de demanda reducidos, se verifica que la solución óptima se altera solamente para el año base, cuyo sistema estaría compuesto por la MCH de 47,1 kW (250 l/s de caudal de diseño), un grupo electrónico de 30 kW, 40 baterías y un convertidor de 16 kW. En este caso el NPC y el COE son 2% más bajos. El excedente de electricidad se reduce en más de 300%, mientras el consumo de diésel es 22 veces mayor. Lo más interesante de esta solución es que, para la demanda inicial se podría mantener la misma MCH del sistema óptimo del escenario A, suponiendo que la electrificación de las otras tres aldeas tarde más en establecerse. En las simulaciones de los años siguientes, el sistema óptimo se mantiene igual al escenario no modificado, pero debido a los picos de demanda menos pronunciados, el consumo de diésel decrece. De todos modos, la reducción no es muy significativa. Por ejemplo, en el escenario B25 la reducción en el consumo de combustible es de 3,5% y el COE es de 0,215 USD/kWh en comparación con 0,216 USD/kWh para el caso anterior.

6.3.5 Distancia mínima de la red

La distancia mínima de la red eléctrica que hace con que el sistema híbrido sea más rentable supera la distancia real de la aldea a la red eléctrica para todos los escenarios. Considerando la solución óptima para los principales escenarios, se presenta en la Figura 38 los valores obtenidos para dicho parámetro. Para el año 20 y 25 del escenario A los valores hallados son negativos, lo que significa que el sistema híbrido siempre será más rentable que la extensión de la red, independiente de la distancia en que esté ubicado el centro de carga. Lo mismo ocurre en el escenario B25. Para los demás escenarios, todos los valores están por debajo de los 6 km, que es la distancia aproximada del punto más cerca de la aldea por el que pasa la red eléctrica.

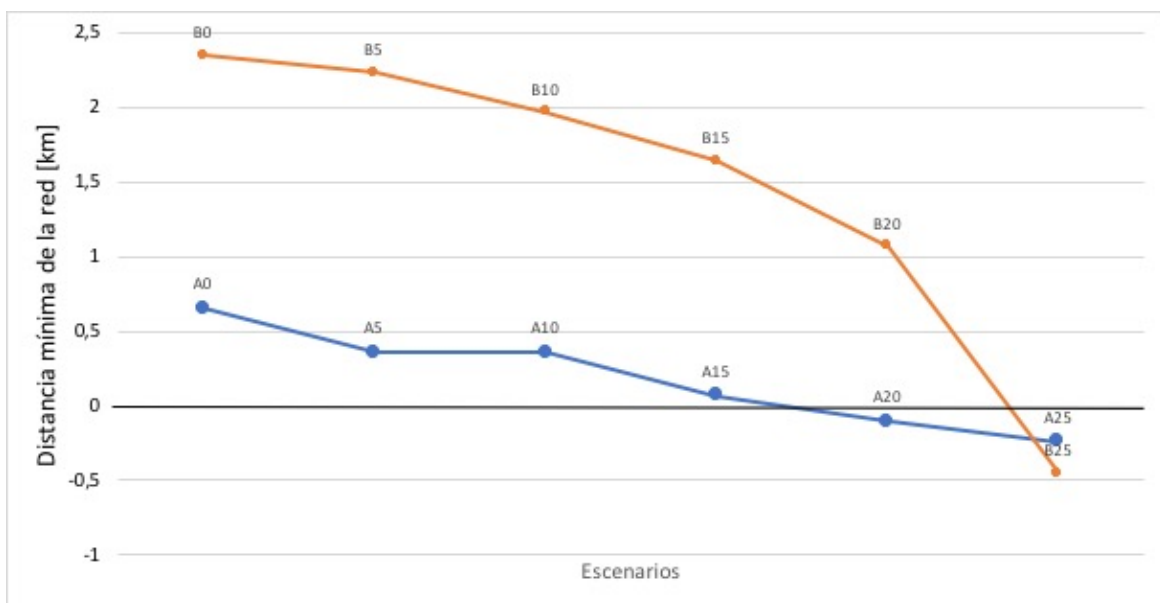


Figura 38 – Distancia mínima de la red eléctrica para los sistemas óptimos de cada escenario.
Fuente: elaborado por la autora.

CAPÍTULO 7. DISEÑO DE LA MINIRRED

La red eléctrica es un componente esencial de un sistema híbrido y presenta un cierto nivel de complejidad, por lo que exige bastante atención en el proceso de diseño del sistema. Además, representa un porcentaje elevado de los costes de un proyecto de electrificación. En la etapa de estudio de viabilidad no es imprescindible profundizar mucho el análisis, pero hay ciertas consideraciones que se consideran pertinentes. Además, algunas variables deben ser evaluadas desde el principio porque pueden afectar a los resultados.

7.1 CRITERIOS UTILIZADOS

Se ha empezado con la elaboración de un mapa del área que se va a electrificar, lo que es muy importante puesto que ayuda con el proceso de planificación y diseño del sistema, contribuye a la hora de decidir la configuración óptima del sistema. El mapa servirá como base sobre la cual diseñar las líneas de distribución para la minirred para que se pueda iniciar el trabajo de diseño, que contiene el dimensionamiento del sistema de potencia, conductor y postes. El diseño del sistema en este contexto implica el posicionamiento de la central eléctrica y otros generadores, ubicaciones probables de postes (ya sea de madera o de acero), así como una ruta factible para las líneas de distribución. [49]

Para ubicar las centrales de generación, generalmente el criterio utilizado es la caída de tensión al final de la línea; esta debe respetar el límite máximo determinado por las normas locales o criterios de proyecto, siempre buscando el mínimo coste. Con base en este criterio la ubicación óptima del generador es en el punto medio de la carga a la que suministra. No obstante, muchas veces existen restricciones que pueden impedir la como en los casos en que la fuente es fija, por ejemplo, las centrales hidroeléctricas, en las que las opciones de ubicación del generador son limitadas. En el caso de la fotovoltaica, cuando se elige la configuración centralizada hay que considerar la existencia de un terreno con área suficiente para instalar los módulos. Ya en el caso de generadores basados en otras fuentes como el diésel hay que tener en cuenta que los niveles de ruido pueden ser bastante altos, por lo que idealmente se ubicaría alejado de las residencias y los espacios de uso común. Además, el recibimiento de combustible se haría más fácil si este se ubicara cerca de alguna carretera. Otro aspecto a considerar es la ubicación de las cargas que demandan mucha potencia, por ejemplo, los molinos de granos o los motores de talleres. Puede ser más eficiente ubicar la central generadora cerca de dichas cargas porque así se reducen los costes en cableado más robusto. [56]

El sistema de distribución representa una proporción notable en el coste total de la instalación, por lo que es importante optimizar el diseño de la distribución de la red eléctrica de baja tensión,

ya que ello condiciona la sección del cableado utilizado. Dicha sección será seleccionada de tal forma que no influya en la calidad del servicio recibido por el consumidor. El parámetro, por tanto, que debe de ser minimizado y tenido muy en cuenta, es el coste de la distribución de la microrred, cuya restricción clave es la caída de tensión en los consumidores más alejados.[47]

Una vez distribuidos los consumos, se tiene las distancias de cableado entre los diferentes puntos o “nodos” de la instalación. Así se puede seleccionar sección óptima para cada uno de los ramales de la microrred, considerando el límite máximo para la caída de tensión admitida desde un punto de vista tecnoeconómico. Esta suele ser de un 10% en relación a la tensión nominal de trabajo. También es posible ajustar la salida CA del inversor y de las fuentes generadoras para que sea de un 5% superior a la nominal, con lo que se consigue que todos los consumidores estén en un rango de tensión de +/- 5% respecto de la nominal establecida. [47]

7.2 TIPO DE SUMINISTRO

Dependiendo de la aplicación, las cargas en sistemas aislados pueden ser monofásicas (cargas domésticas) o trifásicas (cargas industriales y comerciales). Sobre la base de los tipos de carga, existen cuatro opciones básicas para las configuraciones de línea a través de las cuales se podría distribuir la energía a los puntos de carga. Estas las opciones de configuración son: monofásico de dos cables, monofásico de tres cables (fase dividida), trifásico de cuatro cables (Y o estrella) y trifásico de tres cables (delta).

La configuración monofásica de dos hilos, aunque no es la más eficiente en muchas aplicaciones, es la opción más simple y por esto utilizada con mucha frecuencia en mini redes. Las configuraciones trifásicas, por su vez, tienen la ventaja de ser compatibles con la red eléctrica regional o nacional y fácilmente expandibles. En la práctica, la mayoría de las mini-redes aisladas son una combinación de circuitos y equipos trifásicos y monofásicos, según los requisitos y características de la carga atendida. [49]

Para potencias de generación de hasta 5 kW se suelen utilizar distribuciones de 230V monofásicas, a partir de esta potencia se suele diseñar y usar las microrredes con tensión trifásica de 400V. En el supuesto de que, por cuestiones de ubicación de generaciones y consumos, estos se encuentren muy alejados, debe plantearse la utilización de transformadores de media tensión (MT) para la ejecución de la líneas para algunas secciones de la red de distribución. [47]

7.3 ARQUITECTURA DEL SISTEMA DE POTENCIA

Dependiendo de como se combinan los diferentes componentes en un único sistema de potencia se configuran distintas arquitecturas para el sistema eléctrico de una minirred. Estos pueden ser basados en CA o CC y dependen de convertidores de potencia, léase inversores y rectificadores, para integrar los elementos.

En áreas rurales remotas en las que se emplean minirredes híbridas, la configuración más común es la llamada barra de CA centralizada modular (*modular centralized AC bus*) en la que la as unidades generadora, así como los dispositivos de almacenamiento de energía, están conectados a la barra de CA que a su vez alimenta la mini red para la distribución de electricidad

a varios puntos de carga. Un esquema de dicha arquitectura puede ser observado en la Figura 39. [49]

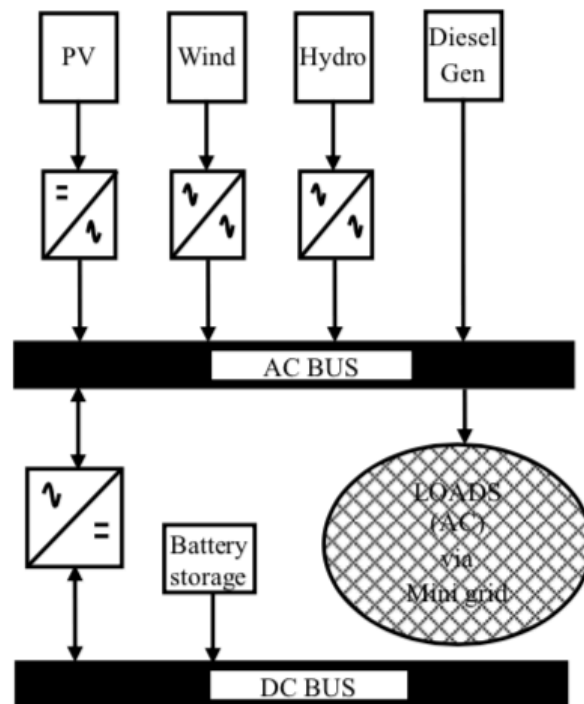


Figura 39 - Configuración de barra central CA.
Fuente: [49]

7.4 DISEÑO DE LA RED

La red en su totalidad será aérea, considerando que estas tienen costes mucho más bajos en comparación con las redes subterráneas. Se añade a esto la mayor facilidad de realizar el mantenimiento y las nuevas interconexiones, favoreciendo la inserción de nuevos usuarios en la red. [56]

Con base en las imágenes de satélite del local y el archivo de SIG en que están vectorizados los caminos [42], se ha dibujado un esquema del sistema de distribución utilizando el software QGIS, que se puede observar en la Figura 40.

La casa de máquinas se ha ubicado en los puntos ya determinados para la MCH, así que en ambas opciones los cables llegan por el Sur de la aldea, así que se elige este sitio para instalar la subestación que rebajará la tensión y todos los demás equipamientos: convertidores, baterías y generador diésel. El área demarcada es de 1740 m² y presenta la facilidad de estar justo a la entrada de la comunidad, facilitando el transporte de combustible y otros materiales.

Desde ahí salen las dos líneas principales, identificadas como 1 y 2, de las cuales derivan respectivamente cinco y siete líneas más cortas, buscando suministrar a todas las viviendas que se han identificado por la imagen de satélite. Se ha medido la longitud de cada tramo de línea y se han marcado los puntos de consumo. Con esto se puede estimar la potencia de viviendas de



Figura 40 – Trazado de las líneas aéreas.
Fuente: elaborado por la autora.

cada tramo, considerando un factor de simultaneidad calculado tal cual explicado en el cálculo de demanda, de acuerdo con la norma ITC-BT-10.

Toda la demanda comunitaria inicial se añadirá a la línea 1, que es el tramo correspondiente a la carretera principal, donde se ubican todos los locales de uso común. Para verificar que el proyecto se puede sostener, los cálculos se hacen también considerando las predicciones futuras, en las que el incremento en las cargas residenciales será igual al de la demanda, de 5% al año. En lo que se refiere a la demanda comunitaria, la mitad de la carga adicional que se ha supuesto se añadirá a la línea 1 y la otra mitad a la línea 2, con la consideración de que nuevos negocios se ubicarán en estas dos calles principales. La longitud total de líneas es de 2185 metros, valor que se empleará para la estimación del coste del sistema.

El alternador de la MCH opera en tensión trifásica de 480 V¹², pero como la distancia a la aldea es considerable, se elegirá transmitir en media tensión, en el nivel de 13,2 kV, que es utilizado

¹² Frecuencia de 60 Hz, que es la frecuencia del sistema eléctrico en Guatemala.

en el país. [87] Las líneas 1 y 2 que son las principales y tienen la mayor potencia instalada serán trifásicas. Su tensión en un principio sería de 240 V pero al calcular la caída de tensión se ha verificado que sobrepasaba el límite de 10%. Así que para no tener que incrementar todavía más la sección de los conductores, se decide por cambiar el nivel de tensión de estas líneas a 380V. Para todas las residencias y demás puntos de consumo se considerará una instalación monofásica con la tensión de BT usual en el país, que es de 120V. [87] Así que todas las líneas de 3 a 14 serán monofásicas de 120 V y por esto será necesario prever transformadores monofásicos de 380/120 V para los puntos de consumo.

Para las líneas trifásicas se parte del supuesto que las fases están equilibradas y se calcula la caída de tensión. Como las derivaciones serán monofásicas, habría que distribuir y evaluar el equilibrado de cada una de las fases aguas arriba en toda la red. Una aproximación para calcular las caídas de tensión es suponer que todas las cargas son trifásicas y equilibradas, incluso las monofásicas. Así se aplica la misma fórmula para líneas BT trifásicas y equilibradas para todos los tramos y se llega a un resultado aproximado de la caída de tensión en cada tramo que se da por suficiente. [47]

Se ha calculado la corriente para cada tramo y se verifica cual sección de los cables de aluminio soportan este valor. Para las líneas de 3 a 14, se elige un cable de 16 mm² y se verifica que las caídas de tensión no sobrepasan los 10%, así que se mantiene la elección. Para los cables de los tramos 1 y 2 las corrientes son más elevadas debido a la alta carga concentrada en estos tramos. Como se ha elegido trabajar en 380 V, se verifica que el espesor de 120 mm² es suficiente, con la máxima caída de tensión al final de la línea 1.

En lo que se refiere a los postes, los fabricados en madera son los que se han utilizado de manera extensa debido a la facilidad con que se los obtiene y su bajo coste. En la República de Guatemala los postes de madera empleados en las líneas y redes de distribución de energía eléctrica son de madera de pino, que es una especie nativa del país. Los pinos son árboles resinosos, de tronco recto y flexible, lo cual los hace ideales para la utilización como postes. Es necesario aplicar un tratamiento mediante impregnación a la madera para prolongar su vida útil, permitiendo que resista a la pudrición y a las intemperies. [87] En este proyecto, la madera que eventualmente se necesite tallar para abrir el camino por donde pasarán las líneas puede ser utilizada para construir los postes. No se entrará en detalle de los cálculos mecánicos y ubicación de los postes.

Los transformadores que serían necesarios se pueden verificar en el esquema del sistema de la Figura 41. Los transformadores trifásicos, el elevador que estará junto a la MCH y el rebajador que estará en la entrada de la aldea, pueden ser encapsulado a seco o en aceite, siendo los primeros más seguros y requieren menos mantenimiento, pero tienen costes más elevados. Los transformadores que atienden la carga son monofásicos de pequeña potencia, instalados en postes. En lo que se refiere a la capacidad, se debe buscar que la carga mínima conectada al transformador sea igual o mayor al 75 % de su capacidad nominal, con lo cual se reducen las pérdidas eléctricas en los transformadores. [87] Otros equipos eléctricos que compondrán el sistema son disyuntores y seccionadores; transformadores de medida, tanto de tensión como de intensidad; pararrayos; equipos de protección (relés).

Diseño de un sistema híbrido renovable para suministro de electricidad a una comunidad rural aislada en la zona del triángulo Ixil, Guatemala

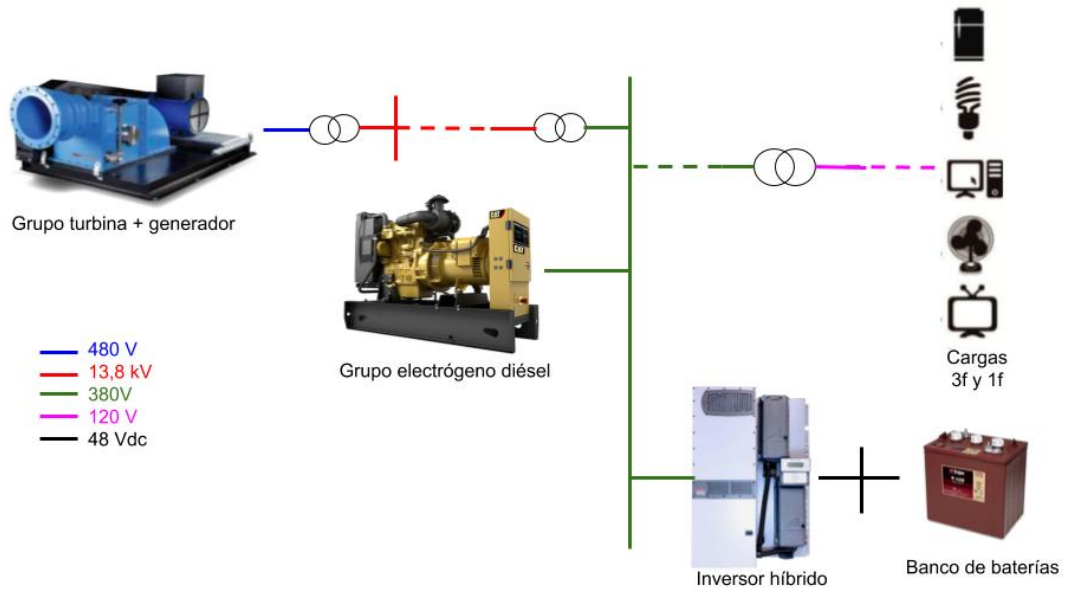


Figura 41 - Esquema del sistema propuesto.
Fuente: elaborado por la autora.

CAPÍTULO 8. ANÁLISIS ADICIONALES

Para que un proyecto de electrificación sea sostenible a largo plazo, hay que implementar estrategias de carácter económico, ambiental y social, como enseña la Figura 42. [88]

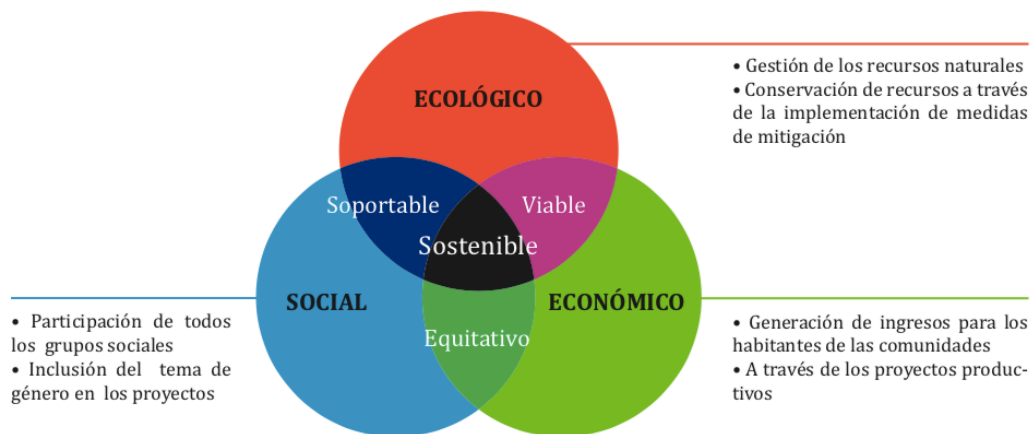


Figura 42 – Representación del enfoque sostenible para proyectos de electrificación rural. Fuente:[88]

8.1 ANÁLISIS ECONÓMICO

8.1.1 Flujo de caja

Para cada una de las simulaciones se ha hallado el flujo de caja nominal y descontado. El *software* considera la demanda como una constante al largo del tiempo de análisis y propone un sistema para suministrarla desde el año 0, pero lo que se quiere es instalar los equipos correspondientes en el momento apropiado, de acuerdo con la evolución de la demanda. En este caso se hace necesario combinar los flujos de caja de los escenarios A0 al A25 para obtener mejores estimativas. Así que para cada año se han considerado los debidos costes capitales y de operación. No se ha añadido ningún valor residual que se suelen considerar en el último año del análisis y que corresponden a la vida útil que restaría a los componentes del sistema, considerando una depreciación lineal al largo del tiempo. Esto se debe al hecho de que se desea que el sistema se pueda mantener por más años que el horizonte de análisis, por lo que este valor realmente no se monetizaría. Empleando los mismos factores de descuento calculados por HOMER, se obtienen los valores presentes netos y se halla el flujo de caja descontado. El NPC es igual a 569326 USD, 12% inferior al NPC del escenario A25. En la Figura 43 se observa que a la

MCH corresponden los costes más altos, seguidos por la red de distribución. A los costes capitales se debe el 72,5% de los costes totales, mientras operación y mantenimiento responde por 27,2% y solamente 0,35% se debe al combustible. En condiciones normales ningún componente es reemplazado al largo de los 25 años, así que este coste es nulo.

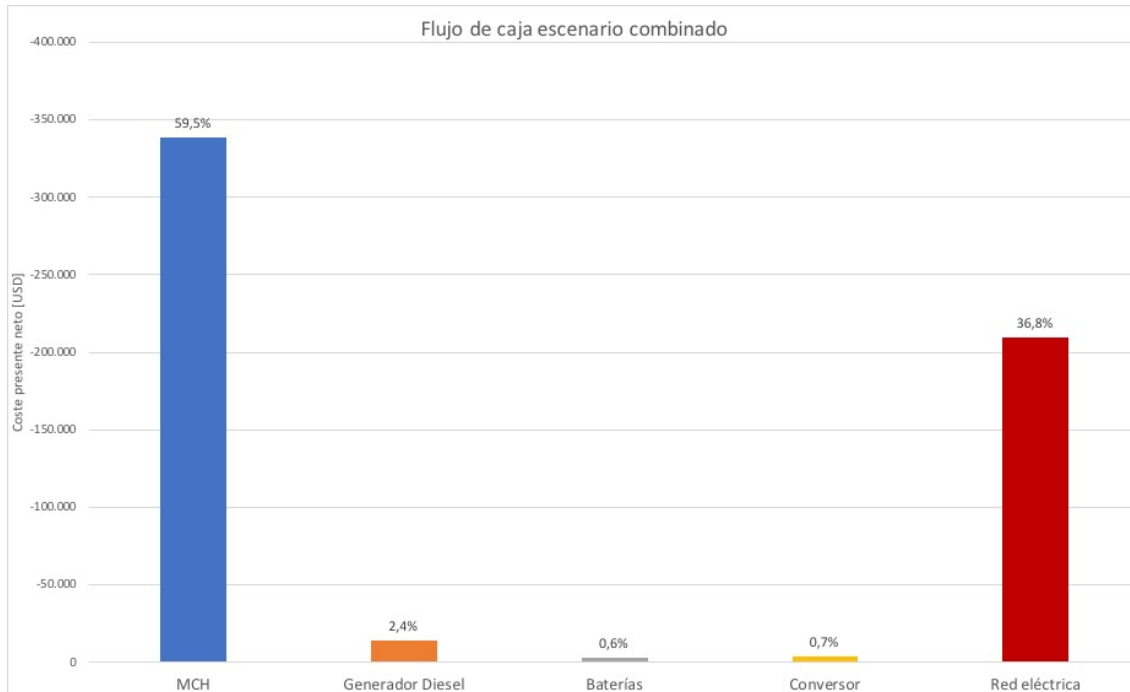


Figura 43 - Flujo de caja del proyecto clasificado por componentes. Fuente: elaborado por la autora.

En estos análisis no se han considerado incentivos o subsidios de ningún tipo, los cuales podrían ayudar a mejorar la viabilidad del proyecto y posibilitar la implementación de otras iniciativas, como un centro de capacitación u otro tipo de proyecto social. Entre los incentivos vigentes para proyectos basados en fuentes renovables se entiende que la exención de impuestos de importación podría aportar algún beneficio solamente si la diferencia de precio entre los componentes comprados en Guatemala o en el extranjero superasen los costes de transporte.

8.1.2 Tarifación

8.1.2.1 Modelos de tarifación

Otro de los principales acuerdos a tomar en el modelo de gestión son las tarifas, las cuales se establecen en función de las necesidades de operación y mantenimiento de los sistemas, así como de la capacidad de pago de los pobladores. [66] Este tema se relaciona fuertemente con el mantenimiento y la sostenibilidad del proyecto. Se desea proponer una tarifa compatible con la capacidad de pago de los usuarios.

Algunos proyectos han empleado el modelo tarifario de bloques descendientes, que requiere el uso de medidores de energía y el cobro es de acuerdo al consumo, donde los costos por kWh van descendiendo de acuerdo al consumo. Por ejemplo, en un proyecto en Perú se estableció que hasta 10 kWh/mes las familias pagan la tarifa básica que es de S/. 10 (Nuevos Soles). En el

rango entre 11 y 15 kWh mensuales, el costo por cada kWh que supere los 10 kWh es de S/.0,50; y cuando el consumo es mayor a los 15 kWh, el costo por cada kWh que supere los 15 kWh/mes es de S/.0,30. Puesto que un alto porcentaje de los usuarios tiene un consumo muy bajo, este modelo asegura una recaudación básica en base al pago mínimo. Por otro lado, en algunos proyectos se ha verificado que la mayoría de usuarios optaron por un sistema de tarifas unificado, en el que toda la comunidad pagase los mismos precios por la energía consumida, para evitar conflictos vecinales. [66]

En la mayoría de los proyectos comunitarios de Guatemala se ha implementado el mismo modelo tarifario de las empresas distribuidoras, que consiste en una cuota básica mensual por conexión, una cuota por alumbrado público y una cuota proporcional al consumo. Por ejemplo, el modelo adoptado en la MCH Chel supone el pago de una cuota base fija de 17 Q a 22 Q, una cuota por alumbrado público de 8 Q y una tarifa proporcional al consumo de 1 Q/kWh. [27]

Puesto que la mayoría de la población no tiene ingresos fijos, sería interesante ofrecer flexibilidad en los pagos. Se plantea una tarifa fija mensual que garantiza el mantenimiento de la conexión y a la que corresponda un valor asequible a la comunidad. La parte relativa al consumo podría ser registrada mensualmente y que los usuarios tengan un plazo de 1 año para abonarla, con la posibilidad de dividirla en cuotas y sin tasas de interés. Se podría plantear un fondo para mantener el sistema en el primer año y que después se haga un balance anual y se repartan los gastos proporcionalmente al consumo o igualmente entre todos.

Otra opción es la tarifa basada en la demanda, de acuerdo con la carga instalada, en que el consumidor paga por utilizar hasta un nivel de potencia preseleccionado, pero puede utilizar esa potencia durante cualquier período de tiempo. Para asegurarse de que el consumo doméstico no exceda el nivel de potencia preseleccionado, cualquiera de las diversas formas de limitación de corriente se utiliza con una demanda restringida. Esto es menos costoso de administrar, porque ningún medidor, lectura de medidores o facturación es requerido. A este modelo se pueden aplicar estrategias de gestión de demanda, de modo a animar a los consumidores a utilizar cargas en las horas de menos consumo ya que esto no supondría ningún incremento en la cuenta de electricidad. [56] En este caso se podrían calcular las tarifas de acuerdo con los perfiles de consumo ya estimados, pero se asumiría que las condiciones de comprar el equipamiento determinan que el usuario tiene mayor poder adquisitivo y podría pagar más por lo que consume. Esto no siempre es verdad, puesto que muchas familias reciben ingresos puntuales de familiares que trabajan en otros países, pero tampoco tienen renta fija.

Para decidir cual modelo se encaja mejor es importante consultar la población y analizar más a fondo la capacidad de pago de los usuarios. Otro punto importante es que muchas de las iniciativas de generación comunitaria en Guatemala vienen intentando que el aporte social del INDE se aplique también a los proyectos comunitarios, visto que este es un beneficio que busca impulsar el desarrollo social del país, al otorgar el apoyo a las personas de menos recursos, las cuales representan la gran mayoría de los usuarios. [35] Con esto se podría reducir las tarifas y proporcionar que más familias tengan acceso al sistema.

8.1.2.2 Propuesta de tarifa

Para proponer una tarifa, se ha tomado como base los costes de operación y de combustible del año 1 y la demanda base. Como se supone que la inversión inicial sería subvencionada, no se los

ha tenido en cuenta. Por las estimaciones iniciales, se ha verificado que la demanda comunitaria corresponde a 32% de la demanda total anual y la residencial a 68%. Con esto se calcula el gasto proporcional a cada parcela de la demanda al año. Inicialmente se ha planteado que la demanda comunitaria determinaría la parcela fija, igual a todos los consumidores y a partir de la demanda residencial se calcularía el precio por kWh. Se verifica que, si toda la demanda comunitaria fuera abonada por la población, la tarifa mensual sería de 20 Q como mínimo. Debido al enfoque social del proyecto, se quiere trabajar con valores compatibles con en el contexto real de la población. Además, se entiende que, aunque se establezca una cooperativa o asociación que gestione el proyecto, dicha organización será sin ánimo de lucro, por los precios establecidos deberían estar por debajo de los precios de la distribuidora local. Dicho esto, se fija un valor de 10 Q mensuales como cuota base, a la que no incide ningún impuesto.

Se plantea que los gastos energéticos de la escuela y del centro de salud deberían ser costeados por la municipalidad; mientras las iglesias y comercios deberían costear sus propios gastos. Por esto, se estima la parcela de la demanda comunitaria que sería repartida por la población, que corresponde a la auxiliatura, el molino y el alumbrado público, sumando el 18%. A este valor se suma el valor asignado a la demanda residencial y a esto se resta el valor total de la cuota base. El resultado se divide por el consumo residencial, con lo que se obtiene una tarifa de 1,692 Q/kWh. Esta tarifa está por debajo de la tarifa de la distribuidora, pero todavía se considera un valor un poco alto en comparación con otros proyectos.

A una vivienda del tipo A, que tiene consumo mensual de 15 kWh, básicamente con fines de alumbramiento y uso de algún pequeño aparato, el valor total de la factura mensual sería de 35 Q, que es un poco inferior al valor medio gasto con alumbramiento en Guatemala.

Puesto las condiciones presentadas, se asume que una gran parte de la población no tendría capacidad de cubrir una factura eléctrica sin algún tipo de subsidio. Si se aplicara el aporte del INDE tal cual se aplica a la tarifa social de las distribuidoras, el valor sería de 0,467 Q/kWh para usuarios con consumo mensual inferior a 60 kWh y 0,757 Q/kWh para los que consumen entre 61 y 88 kWh al mes. Se considera que estos valores son bastante razonables y que podrían adaptarse bien a la capacidad de pago de los usuarios en general.

8.2 ANÁLISIS AMBIENTAL

Del punto de vista ambiental, desde el principio se ha buscado aprovechar el potencial local, utilizando los recursos de manera óptima, y siempre buscando reducir el impacto ambiental.

Aunque no exista fuente que no genere ningún impacto ambiental, las MCHs tienen un impacto moderado, que se concentra en la fase de construcción. Si su operación y mantenimiento se hacen de manera adecuada, estas tienen una vida útil bastante larga, resultando en un impacto bastante reducido al largo de su ciclo de vida. Por esto, se considera que la mejor alternativa es emplear este recurso como base, pero ajustándolo a la demanda, evitando así sobredimensionar la capacidad, lo que generaría impactos ambientales y costes injustificados.

El empleo del grupo electrógeno a diésel para atender a los picos de demanda genera emisiones de GEI, pero en ninguno escenario se verifican valores muy elevados, puesto que la tasa de utilización de este equipo es bastante baja. Por ejemplo, para el escenario A25, las emisiones totales de CO₂ son de 2464 kg al año, lo que corresponde a un factor de 0,011 kg/kWh demandado. Este valor es 38 veces menor que el factor de emisiones de la red eléctrica de

Guatemala, igual a 0,418 kg CO_{2eq}/kWh¹³[11]. Si se quisiera mantener las emisiones nulas, se necesitaría recurrir al sistema fotovoltaico, que cuando aplicado para suministrar los picos de demanda es muy dependiente del sistema de almacenamiento. Se entiende que las alternativas que dependen mucho de las baterías y exigen su reemplazo en cortos periodos de tiempo no son interesantes debido a la problemática del descarte al fin de su vida útil. Al elegir una tecnología es interesante priorizar las alternativas que sean posibles mantener por más tiempo, minimizando el impacto al fin del ciclo de vida y consecuentemente reduciendo los costes totales del proyecto. La capacitación del personal que va a operar el sistema también es fundamental para garantizar una operación y mantenimiento enfocados en alargar la vida útil de los componentes.

En realidad, se entiende que el componente térmico es el tema más preocupante en lo que se refiere a las emisiones de GEI, puesto que depende prácticamente en su totalidad de la quema de la biomasa. En un principio se podría trabajar en intensificar la presencia de las estufas mejoradas, ya que a día de hoy no todas las viviendas cuentan con dicha tecnología. A largo plazo, se podrían buscar alternativas para estimular la reducción del uso de la leña, como por ejemplo opciones basadas en el biogás y en la electricidad.

Se entiende que la concienciación de la población en relación al tema medioambiental también puede entrar en el ámbito del proyecto, considerando que este se relaciona fuertemente al tema energético. La utilización de la energía de manera consciente, empleando medidas de ahorro y conservación de energía, también contribuye a la sostenibilidad del proyecto.

8.3 ANÁLISIS SOCIAL

Como ya comentado anteriormente, la cuestión social tiene que ser abordada obligatoriamente en todas las fases de un proyecto energético para atingir el objetivo de un acceso equitativo, que ayude a intensificar la resiliencia de las comunidades.

Por esto es tan importante que el proyecto se gestione en un modelo comunitario, que sea incluyente y accesible a toda la población local. La mayor parte de los proyectos basados en MCHs ha demostrado tener resultados positivos y no producir conflicto. Algunos aspectos identificados como clave para el éxito se relacionan a la apropiación del proyecto, una vez que las centrales han sido inscritas a nombre de las comunidades y estas se han encargado de la administración; a la aprobación de la utilización de los ingresos generados por parte de la comunidad, que son reinvertidos en la comunidad o empleados en el mantenimiento del proyecto; a la mejoría de la calidad de vida por medio de la implementación de proyectos productivos tanto individuales como comunitarios; a la accesibilidad a la energía eléctrica, lo que permite a todas las familias acceder a este servicio independientemente de sus recursos. [37]

Cuando se habla de aprovechar los recursos locales, también se incluye el recurso humano, es decir, el desarrollo de capacidades locales a través de la transferencia de conocimientos.[66]

¹³ Este valor es la huella de carbono de la electricidad, es decir, incluye otras emisiones, las que se han convertido a CO_{2eq}.

Esto contribuye no solo para el empoderamiento de la población en relación al proyecto de electrificación pero también para generar más oportunidades de desarrollo local.

Además, otras recomendaciones son consideradas relevantes; estas tienen base en un análisis basado en el enfoque de capacidades, una metodología que se basa en lo que una persona puede hacer o ser, independientemente de la elección de realizarla. La metodología busca evaluar las capacidades como el conjunto de libertades que los individuos disfrutan para llevar la vida que eligen vivir. Entre ellas se destacan [89]:

- Incluir en el diagnóstico de la comunidad información sobre valores, costumbres, roles de género y liderazgo, dejando de limitarse solamente a información socioeconómica cuantitativa;
- Incrementar la participación comunitaria en el diagnóstico y la elección de las tecnologías, lo que puede realizarse por medio de actividades de capacitación para brindar a los miembros de la comunidad información sobre la identificación y gestión de los recursos naturales a través de la tecnología;
- Incluir actividades específicas para abordar la problemática de género y mejorar la equidad de género del proyecto, por medio de estrategias para incentivar la participación de las mujeres; por ejemplo organizar reuniones o talleres separados para hombres y mujeres para asegurar la participación de las mujeres, ya que se ha demostrado que el desequilibrio de poder inhibe a las mujeres de expresar públicamente sus opiniones personales, políticas o ideológicas; ofrecer formación específica para mujeres, reforzando su autoestima y confianza en sus habilidades;
- Considerar otros temas en las capacitaciones, como liderazgo comunitario, derechos, desigualdades de género, temas ambientales y gestión de proyectos.

Además de implementar dichas estrategias desde las fases iniciales es importante monitorizarlas durante todas las fases del proyecto, para que se sostengan a largo plazo.

CAPÍTULO 9. CONCLUSIONES

Aunque las simulaciones tengan como salida la solución óptima para cada caso, hay distintas combinaciones posibles, las que se van a presentar en este apartado. Además, la toma de decisión envuelve también factores más subjetivos, que pueden ser difíciles de cuantificar.

En el caso de que se haya definido la electrificación solamente de Xecotz, lo que corresponde a los escenarios A, el sistema óptimo tendría como base la MCH de 47 kW, con caudal de diseño de 250 l/s. En el año 15 se añadirían un grupo electrógeno de 18 kW, que se mantendría hasta el último año, el mismo en que se incluirían 40 baterías y un convertidor de 8 kW. Estos equipamientos sirven como complemento al sistema para atender a los picos, así que su utilización es baja, garantizando que el sistema se mantenga con un alto porcentaje de generación renovable. El hecho de limitar el aprovechamiento del río por medio de la instalación de una potencia mucho por debajo de su capacidad evita que se sobredimensione el sistema y permite que se vaya monitorizando la evolución de la demanda, buscando incrementar la generación solamente cuando sea realmente necesario. Así que esta opción es ajustable al ritmo de evolución de la demanda y su comportamiento, es decir, aporta una flexibilidad interesante. Además, el sistema es expandible suponiendo que el crecimiento de la demanda supere las predicciones o que el sistema dure más tiempo que el tiempo de análisis.

Para el escenario B se plantean 3 opciones, la primera sería instalar la MCH de 94,2 kW, que es la mejor solución hasta el año 20. En el primer año se instalaría 18 kW de potencia de generación diésel que sería incrementada al largo del tiempo. El banco de baterías y el convertidor entrarían en el año 5 y su capacidad se incrementaría en el transcurso del proyecto. Por fin, en el año 25 entrarían 25 kW de potencia fotovoltaica. Esta solución tiene como ventaja la menor producción de excedentes, llegando a bajar hasta los 13,8% en el año 25. Otro aspecto positivo de esta solución es que permite descentralizar parte de la generación. Puesto que el grupo electrógeno, el sistema fotovoltaico y las baterías son modulares, se podría dividir la potencia proporcionalmente a la demanda de cada aldea y instalarlas cerca de cada centro de consumo, reduciendo las pérdidas y por consecuencia los costes. Por otro lado, en el sistema del año 25 se hace necesario una potencia de 120 kW para el grupo electrógeno, con un consumo de 25389 litros de diésel al año, lo que resulta en una reducción de la fracción de renovables al 92%. También es deseable reducir al máximo el uso de combustibles debido a la dificultad del transporte de combustible y el mantenimiento que supone el uso constante del grupo electrógeno. Además, esta configuración presenta una fuerte dependencia de las baterías, que tendrían una expectativa de vida de tan solo 6,8 años. Esto supondría altos costes de reemplazo si se extendiera el horizonte de análisis, suponiendo que el tiempo de vida del sistema puede excederlo.

La segunda opción sería instalar la MCH de potencia de 188,4 kW, correspondiente al caudal de diseño de 100 l/s desde el primer momento. En este caso, solo se incluiría el grupo electrógeno y el sistema de almacenamiento en el último año del sistema, además con una tasa de utilización baja. Con esto se garantizaría una generación renovable para prácticamente todo el horizonte de análisis. Esta configuración presenta la desventaja de estar sobredimensionada para la demanda de los primeros 20 años, lo que supone costes más altos para el proyecto. Para el excedente generado se podría plantear añadir alguna carga diferible, por ejemplo, las cocinas eléctricas de bajo consumo o incluso un sistema de riego para los cultivos. Aún así, la cuestión económica tiene un peso importante; aunque se supone que el proyecto sería subvencionado debido a los altos costes iniciales que excederían el poder adquisitivo de la población, es interesante considerar que la operación y el mantenimiento sean sostenidos por la comunidad.

Una opción plausible sería combinar las dos soluciones; se podría iniciar con una instalación de 94,2 kW hidroeléctricos, dejando la obra civil y el sistema de distribución ya preparados para recibir una segunda turbina al cabo de 20 años, o de cuantos años transcurran hasta que la demanda exceda la capacidad de generación. El COE medio de esta opción es el más bajo, igual a 0,37 USD/kWh. En la Figura 44 se puede comparar la evolución del COE para cada una de las opciones.

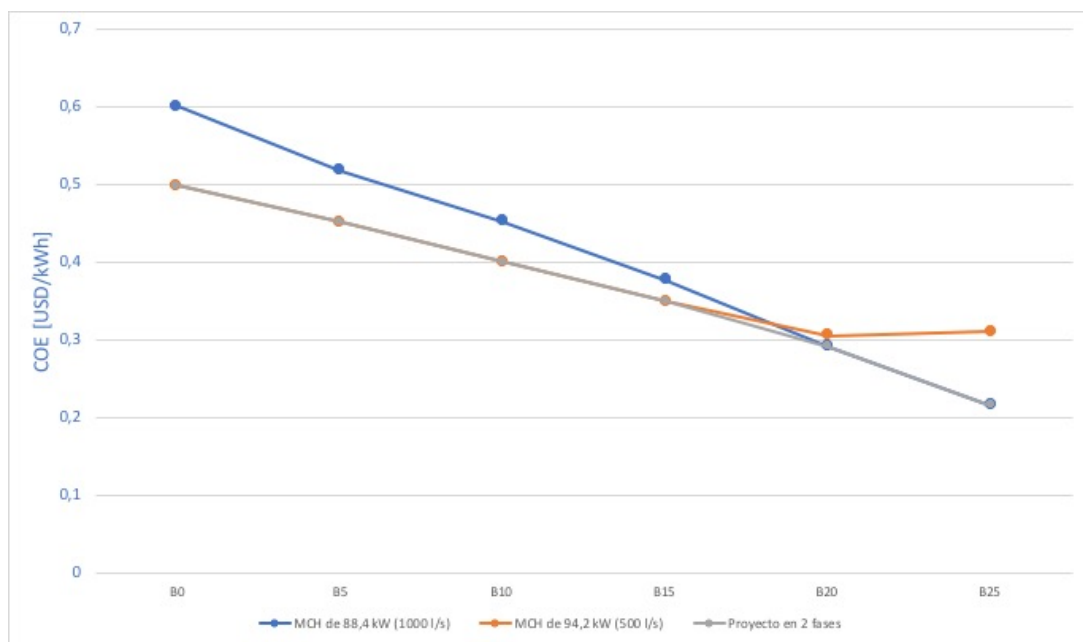


Figura 44 - Coste nivelado de la electricidad (COE) para distintas configuraciones del proyecto. Fuente: elaborado por la autora.

Además, el hecho de dividir el proyecto en fases supone una mayor flexibilidad que puede ser interesante a la hora de buscar fondos para el proyecto. Esta cuestión también tiene un peso importante en la toma de decisión y es específica para cada caso, por lo que se hace difícil tomarla en cuenta en una fase inicial de diseño. De todos modos, es interesante tener varias opciones y adaptarlas a la realidad que se presente.

Comparando los escenarios A y B, se verifica que el coste más bajo para la electricidad es en el último año del escenario A. Esto ocurre porque la MCH se ha ubicado priorizando la electrificación de Xecotz, así que cuando se incluyen las demás aldeas, la alta inversión en el

sistema de distribución tarda más en recuperarse, lo que incurre en peores resultados económicos. Si realmente se quisiera electrificar todas las comunidades, el proceso de diseño y optimización debería tomar esto en cuenta desde el primer momento. Se concluye que hay que tener muy clara la extensión del proyecto, puesto que cuanto más amplio sea, más variables y restricciones a considerar en la toma de decisión. Además, al tratarse de una población con bajos recursos económicos, se dependerá de financiación externa, por lo que hay que tener el objetivo, el presupuesto y el cronograma bien determinados.

Un punto importante es que para los escenarios en que se incluye la demanda de las aldeas vecinas se han hecho algunas simplificaciones que pueden influenciar los resultados. Por ejemplo, no se han considerado las pérdidas en el transporte, que en este caso serán considerables debido a las largas distancias y seguramente causarán un incremento en los costes. Aunque haya excedentes de electricidad en todos los escenarios, las pérdidas también incrementarán los picos de demanda, lo que supondría una estructura de generación y distribución más robusta. Por otro lado, se entiende que hay estrategias de control y operación que pueden colaborar para mejorar el desempeño del sistema.

Con relación a la gestión de la demanda, se verifica que esta puede ser aliada en la reducción del consumo de combustible, aumentando la fracción de generación renovable, lo que es muy positivo del punto de vista ambiental. Un punto muy importante es para establecer este tipo de estrategia hay que contar con el consentimiento y la participación de la población, dado que impactaría directamente a sus dinámicas cotidianas y hábitos. Hay estrategias muy interesantes que se pueden utilizar para optimizar la operación del sistema, pero su éxito depende mucho del grado de entendimiento y involucramiento popular.

A partir de los resultados obtenidos para la distancia mínima de la red eléctrica, se puede concluir que en cualquier caso el sistema híbrido será más rentable que extender la red eléctrica. Más allá del aspecto económico, están los beneficios en dirección a la soberanía energética de la población y la democratización de la energía. La implementación de un sistema híbrido dentro de un contexto de generación comunitaria tiende a contribuir mucho más al empoderamiento popular en comparación a la electrificación tras la conexión a la red eléctrica de una distribuidora, en que los usuarios actúan simplemente como consumidores de un servicio y sus obligaciones se resumen al pago de la tarifa.

Se concluye que la electrificación puede ser un potenciador del desarrollo, pero esto no se da de forma automática, por lo contrario, exige esfuerzos continuos. No se puede desvincular ningún de los aspectos analizados (tecnológico, económico, ambiental) del aspecto sociocultural, puesto que el objetivo principal del proyecto es aportar beneficios a la población local, respetando sus visiones y aspiraciones, sin caer en el error de imponer un modelo de desarrollo a estas poblaciones.

En el contexto de Guatemala se percibe que faltan incentivos y leyes específicas para estimular proyectos de electrificación rural, especialmente los que quieran emplear fuentes renovables. Muchas veces las comunidades carecen de recursos y económicamente los sistemas aislados suelen ser más viables que la extensión de redes. Esta podría ser una estrategia interesante para alcanzar las metas de electrificación rural, además de contribuir a la transición energética, visando los compromisos de reducciones de emisiones de GEI.

De manera general, se puede decir que el proyecto es factible desde una perspectiva de sostenibilidad. Sin embargo, el estudio realizado es un análisis preliminar, y aunque la optimización sea un factor importante para lograr los objetivos del proyecto, la calidad de las informaciones y el grado de compatibilidad entre las consideraciones del estudio con la situación real influyen mucho en la fiabilidad de los resultados. Por ejemplo, se exigiría un estudio más profundizado de las condiciones económicas de la población para ajustar la demanda y el modelo tarifario a la disponibilidad de recursos de los usuarios. La cuestión de la financiación del proyecto también tiene un peso muy importante, puesto que la falta de recursos puede ser un obstáculo a la implementación del proyecto en su configuración ideal.

Por fin, se considera que el éxito del proyecto dependerá de la aplicación de estrategias muy alineadas con los objetivos y de la capacidad de mantenimiento de las mismas al largo del tiempo.

CAPÍTULO 10. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Naciones Unidas, «ODS - Objetivos de Desarrollo Sostenible». [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/>. [Accedido: 18-ago-2020].
- [2] Ministerio de Energía y Minas - Gobierno de Guatemala, «Política Nacional de Electrificación Rural 2019-2032», Ciudad de Guatemala, Guatemala, 2019.
- [3] CNMC - Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, «El Acceso Universal a la Energía. La Electrificación Rural Aislada - Visión en Iberoamérica», T. Reuters, Ed. Pamplona, España, 2017.
- [4] UPV - Universidad Politecnica de Valencia., «Notas de clase asignatura Sistemas Híbridos - Máster Universitario en Tecnología Energética para el Desarrollo Sostenible.» Valencia, España, 2019.
- [5] S. Mandelli, J. Barbieri, R. Mereu, y E. Colombo, «Off-grid systems for rural electrification in developing countries: Definitions, classification and a comprehensive literature review», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 58, pp. 1621-1646, 2016.
- [6] R. Sen y S. C. Bhattacharyya, «Off-grid electricity generation with renewable energy technologies in India: An application of HOMER», *Renew. Energy*, vol. 62, pp. 388-398, 2014.
- [7] B. Bhandari, K. T. Lee, C. S. Lee, C. K. Song, R. K. Maskey, y S. H. Ahn, «A novel off-grid hybrid power system comprised of solar photovoltaic, wind, and hydro energy sources», *Appl. Energy*, vol. 133, pp. 236-242, 2014.
- [8] Ministerio de Energía y Minas - Gobierno de Guatemala, «Informe Estadístico 2017 - Dirección General de Energía», Ciudad de Guatemala, Guatemala, 2017.
- [9] Ministerio de Energía y Minas - Gobierno de Guatemala, «Subsector Eléctrico en Guatemala», Ciudad de Guatemala, Guatemala, 2017.
- [10] CNEE - Comisión Nacional de Energía Eléctrica, «Perspectivas de mediano plazo para el suministro de electricidad del sistema eléctrico nacional (2010-2015)», Guatemala City, 2015.
- [11] Universidad Rafael Landívar - Vicerrectoría de Investigación y Proyección, «Perfil energético de Guatemala», Ciudad de Guatemala, Guatemala, 2018.
- [12] A. Koberle, «Energizar a Guatemala: propuesta de un plan de electricidad sostenible», *Int. Rivers. El Obs.*, p. 88, 2012.
- [13] Ministerio de Energía y Minas - Gobierno de Guatemala, «Planes indicativos de generación y transmisión», Ciudad de Guatemala, Guatemala, 2016.
- [14] Congreso de la República de Guatemala, «Ley General de Electricidad», *Decreto No. 93-96*. Ciudad de Guatemala, Guatemala, p. 18, 1996.
- [15] Ministerio de Energía y Minas - Gobierno de Guatemala, «Reglamento de la Ley General de Electricidad». Ciudad de Guatemala, Guatemala, p. 61, 2007.

- [16] CNEE - Comisión Nacional de Energía Eléctrica, «Mercado de energía eléctrica - Guía del inversionista», Ciudad de Guatemala, Guatemala, 2015.
- [17] CNEE - Comisión Nacional de Energía Eléctrica, «Compendio estadístico 2016 - Calidad de servicio en distribución y transmisión», Ciudad de Guatemala, Guatemala, 2016.
- [18] Ministerio de Energía y Minas - Gobierno de Guatemala, «Balance energético nacional 2017». Ciudad de Guatemala, Guatemala, p. 10, 2018.
- [19] Ministerio de Energía y Minas - Gobierno de Guatemala, «Matriz de Generación Eléctrica, 2012 - 2018», 2019.
- [20] AMM - Administrador del Mercado Mayorista, «Informe Capacidad Instalada 2019», Ciudad de Guatemala, Guatemala, 2019.
- [21] Ministerio de Energía y Minas - Gobierno de Guatemala, «Política Energética 2013-2027». Ciudad de Guatemala, Guatemala, 2013.
- [22] Ministerio de Energía y Minas - Gobierno de Guatemala, «Plan de Expansión del Sistema de Generación y Transporte 2020-2034», Ciudad de Guatemala, Guatemala, 2019.
- [23] X. Wang, J. Franco, O. R. Masera, K. Troncoso, y M. X. Rivera, «¿Qué hemos aprendido del uso de biomasa para cocinar en los hogares de América Central?», n.º 76222, p. 146, 2013.
- [24] M. M. Larrañaga, «Oferta y demanda de leña en la República de Guatemala», 2012.
- [25] «Experiencia de inclusión de género en la implementación de la microcentral hidroeléctrica comunitaria Batzchocolá, Nebaj, Quiché, Guatemala», 2015.
- [26] A. C. Palma Cajas, «Estudio de Factibilidad del Proyecto de Micro Hidroeléctrica para la Comunidad de Chel, San Gaspar Chajul, el Quiché.», Universidad de San Carlos de Guatemala, 2005.
- [27] M. H. Jiménez, «Aplicación de responsabilidad social corporativa en sistemas de energía rural en zonas aisladas - Guatemala», 2013.
- [28] Ministerio de Energía y Minas - Gobierno de Guatemala, «Plan Indicativo de Electrificación-Rural 2020-2032», Ciudad de Guatemala, Guatemala, 2020.
- [29] El Congreso de la República de Guatemala, «Ley de incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable». Guatemala City, 2003.
- [30] El Presidente de la República de Guatemala, «Reglamento de la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable». Guatemala City, 2005.
- [31] J. C. P. Portillo, «Análisis de la Aplicación de la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable a Proyectos de Pequeña Escala», UNIVERSIDAD RAFAEL LANDÍVAR, 2017.
- [32] CNEE - Comisión Nacional de Energía Eléctrica, «Datos Estadísticos Usuarios Autoprodutores y GDR's», 2019.
- [33] CNEE - Comisión Nacional de Energía Eléctrica, «NTGDR - NORMA TÉCNICA PARA LA CONEXIÓN, OPERACIÓN, CONTROL Y COMERCIALIZACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE –NTGDR– Y USUARIOS AUTOPRODUCTORES CON EXCEDENTES DE ENERGÍA». Guatemala, 2010.
- [34] CNEE - Comisión Nacional de Energía Eléctrica, «Preguntas frecuentes sobre usuario autoprodutor con excedentes de energía – UAEE», 2014.
- [35] Instituto Nacional de Electrificación - INDE, «Aporte Social INDE - Febrero 2020», 2020.

- [36] CNEE - Comisión Nacional de Energía Eléctrica, «Ajuste Tarifario para Trimestre Febrero a Abril 2020», 2020. [En línea]. Disponible en: <http://www.cnee.gob.gt/wp/?p=4874>. [Accedido: 18-ago-2020].
- [37] PNUD, «Informe Nacional de Desarrollo Humano “Más allá del conflicto, luchas por el bienestar” - Capítulo 9 - La Energía Eléctrica: Nuevas Disputas en Territorios con Carencias Históricas». 2015.
- [38] Oficina Municipal de Planificación - Municipalidad de Nebaj, «Plan de Desarrollo Municipal (PDM) 2011-2025», 2010.
- [39] Municipalidad de Nebaj, «Censo 2019 Nebaj», 2019.
- [40] Instituto Nacional de Estadística, «Mapas de pobreza Rural en Guatemala 2011 - Resumen Ejecutivo», Ciudad de Guatemala, 2013.
- [41] SEGEPLAN, «Vulnerabilidades de los Municipios y Calidad de Vida de sus Habitantes», p. 77, 2008.
- [42] Infraestructura de Datos Espaciales de Guatemala (IDEG), «Geoportal». [En línea]. Disponible en: <http://ideg.segeplan.gob.gt/geoportal/>. [Accedido: 19-ago-2020].
- [43] L. M. Guevara Abauta, «Síntesis y Cálculos sobre Contenido Energético, Equivalencias Energéticas y Precios de los Combustibles de Biomasa en Guatemala, como Elemento de Decisión para su Uso en Proyectos Energéticos.», Universidad San Carlos de Guatemala, 2012.
- [44] GIZ - Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH, «What size shall it be ? - A guide to mini-grid sizing and demand forecasting», p. 65, 2016.
- [45] B. Domenech, L. Ferrer-Martí, P. Lillo, R. Pastor, y J. Chiroque, «A community electrification project: Combination of microgrids and household systems fed by wind, PV or micro-hydro energies according to micro-scale resource evaluation and social constraints», *Energy Sustain. Dev.*, vol. 23, pp. 275-285, 2014.
- [46] NREL, «HOMER Help Manual», p. 241, 2015.
- [47] Energía sin Fronteras, «Estudio sobre las Microrredes y su Aplicación a Proyectos de Electrificación de Zonas Rurales Aisladas», 2014.
- [48] D. T. Ton y M. A. Smith, «The U.S. Department of Energy’s Microgrid Initiative», *Electr. J.*, vol. 25, n.º 8, pp. 84-94, 2012.
- [49] P. K. Dutt, «Hybrid Mini-grid Power System for Electrification of Remote and Rural Locations in Fiji», University of New South Wales, Australia, 2012.
- [50] Comisión para la Cooperación Ambiental, «Guía para el Desarrollo de Proyectos Comunitarios de Energía Renovable en América del Norte». 2010.
- [51] Plataforma por un Nuevo Modelo Energético, «Soberanía Energética y Democratización de la Energía», *III Encuentro Estatal por un Nuevo Model. Energético*, pp. 1-11, 2016.
- [52] M. J. Pérez Sián, M. E. Morales, y A. Enríquez Salazar, «Energía renovable en comunidades campesinas de los municipios de Chahal, Panzós, Cahabón, Cubulco, Tacaná, San Marcos, San Pedro, Chajul y Nentón», Ciudad de Guatemala, 2012.
- [53] C. E. Cruz Herrera, E. Lara Ponce, y B. Ramírez Valverde, «Gestión socioambiental sustentable en la comunidad Ixil De Chel, Chajul, Él Quiché Guatemala. Estudio de caso: hidroeléctrica comunitaria», *Econ. y Soc.*, vol. 23, n.º 53, p. 1, 2018.
- [54] FAO, «Chapter 2: Energy for Agriculture», en *Environment and Natural Resources*

Working Paper No. 4, Rome, 2000.

- [55] NRECA International, «Guides for Electric Cooperative Development and Rural Electrification.», 2009.
- [56] Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP), «Mini-Grid Design Manual». Washington, DC, 2000.
- [57] T. D. Couture y D. Jacobs, «Beyond Fire: how to achieve electric cooking.», 2019.
- [58] World Bank Group, «Global Solar Atlas». [En línea]. Disponible en: <https://globalsolaratlas.info>.
- [59] U.S. Department of Energy (DOE), National Renewable Energy Laboratory (NREL), y Alliance for Sustainable Energy LLC, «NSRDB Data Viewer». [En línea]. Disponible en: <https://maps.nrel.gov/nsrdb-viewer/>.
- [60] Ministerio de Energía y Minas - Gobierno de Guatemala, «Energía Eólica en Guatemala», 2017.
- [61] European Commission, «PV GIS». [En línea]. Disponible en: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>.
- [62] The Swiss Wind Power Data Website, «Wind Profile Calculator». [En línea]. Disponible en: <https://wind-data.ch/tools/profile.php>.
- [63] F. E. Sierra Vargas, A. F. Sierra Alarcón, y C. A. Guerrero Fajardo, «Pequeñas y microcentrales hidroeléctricas: alternativa real de generación eléctrica.», *Inf. Técnico*, vol. 75, pp. 8-11, 2011.
- [64] Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), «Boletín Energético 16», 1980.
- [65] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), «Minicentrales hidroeléctricas», 2006.
- [66] ISF y GRUFIDES, *Tecnología para el Desarrollo Humano en los Andes*. Cajamarca, Perú., 2013.
- [67] Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), «Manual De Diseño de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas - Volumen 2 Evaluación del Medio Físico», 1985.
- [68] The British Hydropower Association (BHA), «A Guide to UK Mini-hydro Developments», 2012.
- [69] PNUD, «Medición del potencial hidrológico para generación de energía renovable, la experiencia de la Fundación Solar en Guatemala», *Ser. Técnicas Energías Renov.*, p. 48, 2013.
- [70] M. Farías de Reyes, «APUNTES DE HIDROLOGÍA Módulo I: Variables hidrológicas», p. 82, 2005.
- [71] J. Vallejos y E. Bortoni, «Determinación del potencial hidroenergético utilizando herramientas SIG: Cuenca del Río Ypané», *Rev. Científica la UCSA*, vol. 2, n.º 1, pp. 75-84, 2015.
- [72] Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS, «Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas», 2000.
- [73] Instituto de Agricultura Recursos Naturales y Ambiente de la Universidad Rafael Landívar, «Evaluación ambiental estratégica (EAE) de la cuenca del río Xaclbal», Ciudad de Guatemala, 2016.

- [74] European Small Hydro Association (ESHA), «Manual de pequeña hidráulica», 1998.
- [75] Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), «Manual De Diseño de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas - Volumen 4 Equipos», 1985.
- [76] CINK Hydro, «Turbinas de flujo cruzado». [En línea]. Disponible en: <https://www.cink-hydro-energy.com/es/turbinas-crossflow/>. [Accedido: 19-ago-2020].
- [77] Instituto Nacional de Sismología Vulcanología Meteorología y Hidrología (INSIVUMEH), «Atlas Hidrologico - Disponibilidad del Recurso Hidrico Superficial». .
- [78] U.S Geological Survey (USGS), «Earth Explorer». [En línea]. Disponible en: <https://earthexplorer.usgs.gov/>. [Accedido: 20-ago-2020].
- [79] Sistema de Información Forestal de Guatemala (SIFGUA), «Dinámica de la Cobertura Forestal 2010-2016».
- [80] J. Galvez y N. Saubes, «Balance hidrológico de las subcuencas de la República de Guatemala», *Inst. Investig. y Proyección sobre Ambient. Nat. y Soc. - Univ. Rafael Landívar*, p. 81, 2015.
- [81] E. Biagini, F. Barontini, y L. Tognotti, «Gasification of agricultural residues in a demonstrative plant: Corn cobs», *Bioresour. Technol.*, vol. 173, pp. 110-116, 2015.
- [82] X. Zuzhang, «Domestic biogas in a changing China». 2013.
- [83] Ministerio de Energía y Minas - Gobierno de Guatemala, «Planes de Expansión Sistema Eléctrico Guatemalteco - una visión a largo plazo». Guatemala City, 2009.
- [84] J. Kenfack, F. P. Neirac, T. T. Tatietsé, D. Mayer, M. Fogue, y A. Lejeune, «Microhydro-PV-hybrid system: Sizing a small hydro-PV-hybrid system for rural electrification in developing countries», *Renew. Energy*, vol. 34, n.º 10, pp. 2259-2263, 2009.
- [85] CNEE - Comisión Nacional de Energía Eléctrica, «Pliegos tarifarios». .
- [86] Banco de Guatemala, «Tasa de Interés Pasiva». [En línea]. Disponible en: <https://www.banguat.gob.gt/inc/ver.asp?id=/imm/imm05>. [Accedido: 20-ago-2020].
- [87] W. M. Gallardo Caballeros, «Costos Unitarios para Construcción de Líneas y Redes de Distribución de Energía Eléctrica», Universidad de San Carlos de Guatemala, 2016.
- [88] A. Arias, «OLADE: ENFOQUE PARA PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL», *enerLAC - Revista de Energía de Latinoamérica y el Caribe*, 2017.
- [89] Á. Fernández-Baldor, A. Boni, P. Lillo, y A. Hueso, «Are technological projects reducing social inequalities and improving people's well-being? A capability approach analysis of renewable energy-based electrification projects in Cajamarca, Peru», *J. Hum. Dev. Capab.*, vol. 15, n.º 1, pp. 13-27, ene. 2014.

ANEXOS

ANEXO 1 - FOTOS DE LA ALDEA



Figura 46 - Camino principal de Xecotz.



Figura 45 - Exterior y interior del molino de maíz.



Figura 47 - Edificio de la auxiliatura.

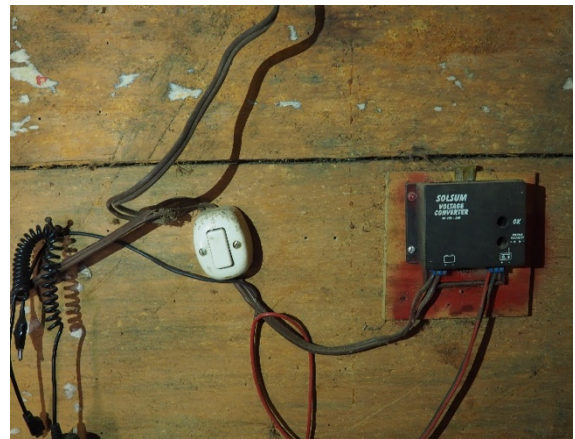
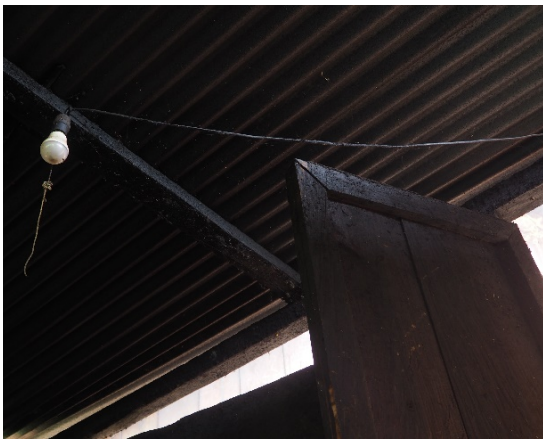


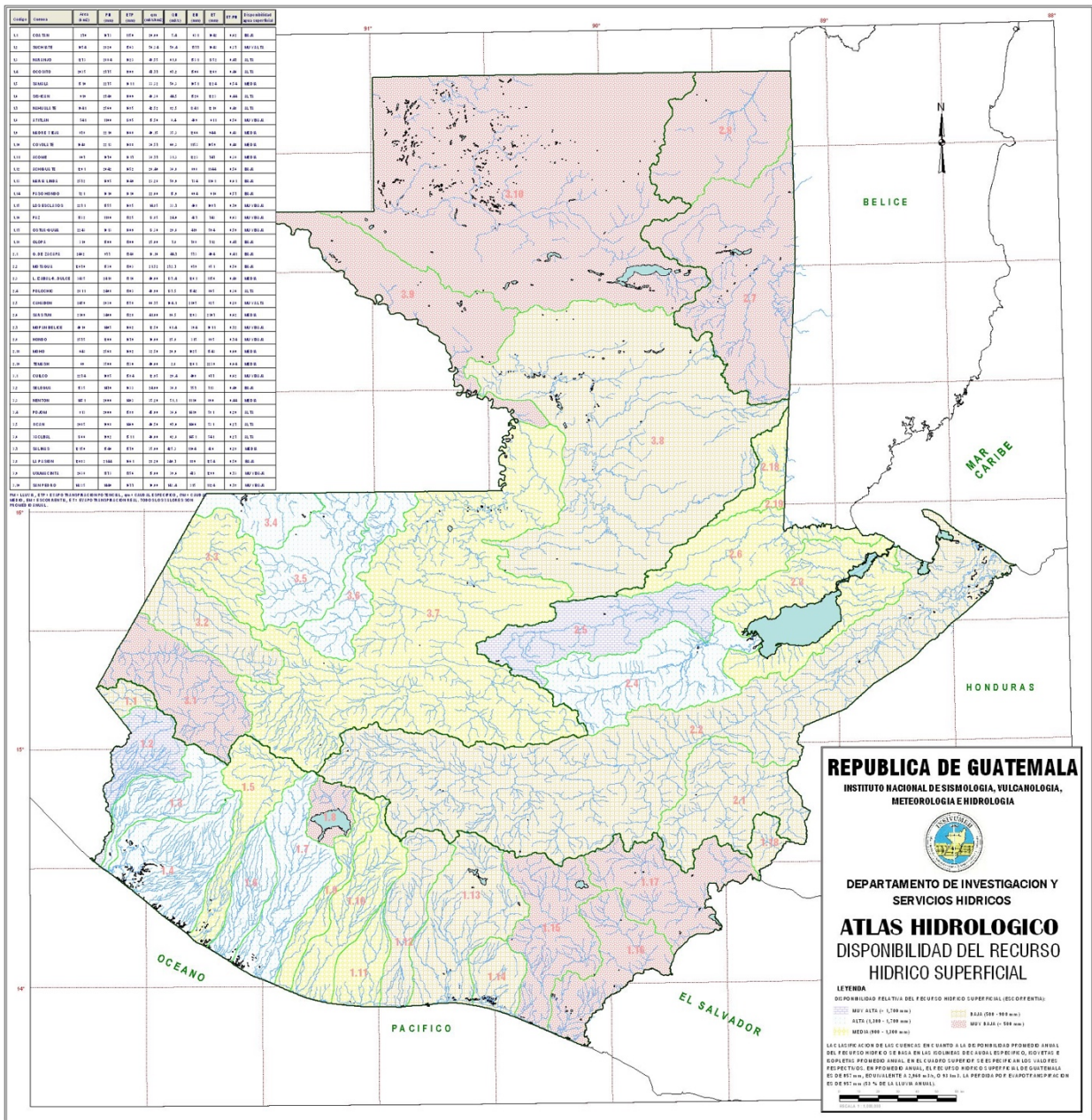
Figura 48 - Sistema fotovoltaico de una vivienda.



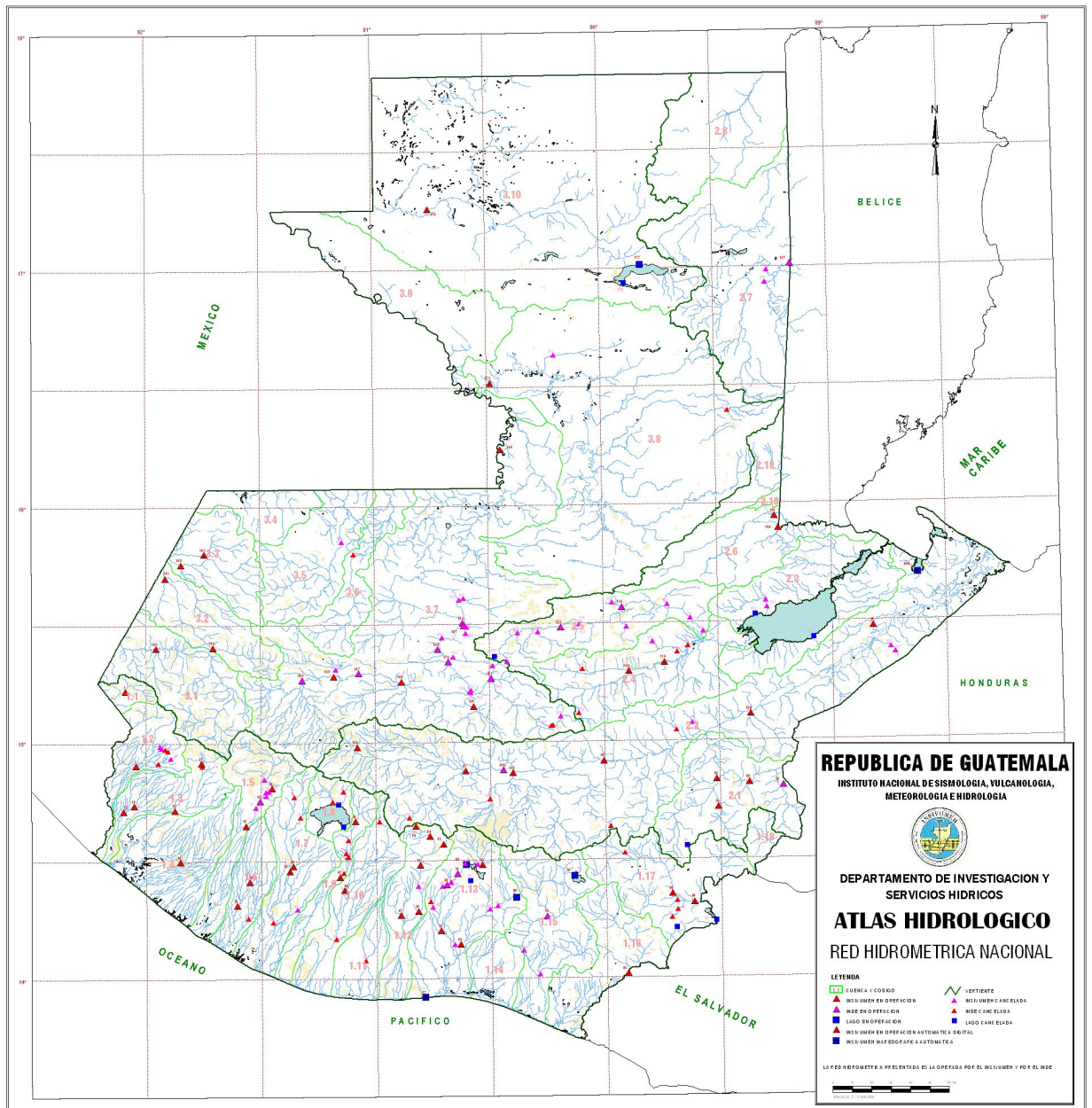
Figura 49 - Viviendas con placas fotovoltaicas.

Diseño de un sistema híbrido renovable para suministro de electricidad a una comunidad rural aislada en la zona del triángulo Ixil, Guatemala

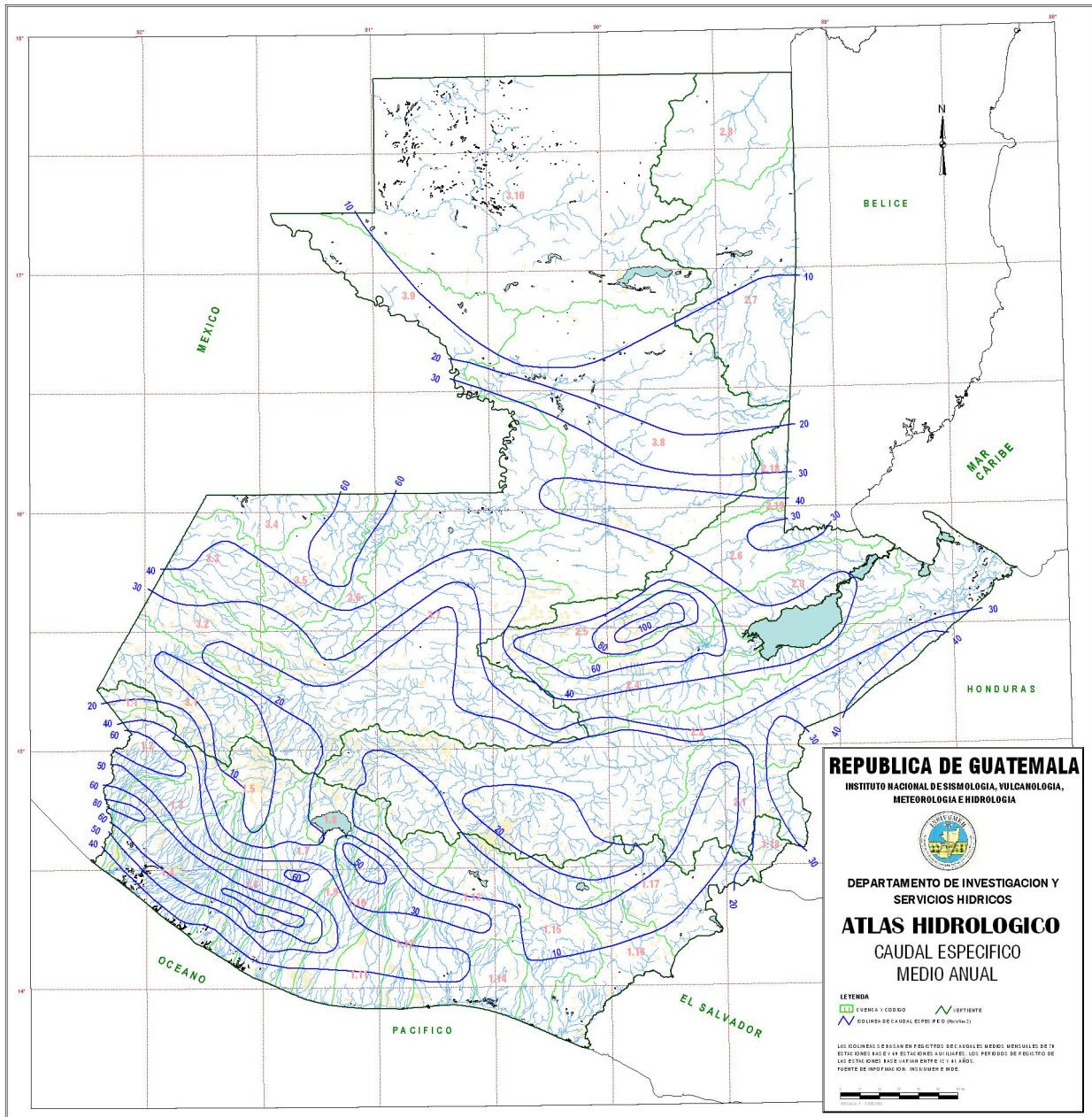
ANEXO 2 – MAPAS DEL ATLAS HIDROLÓGICO DE GUATEMALA



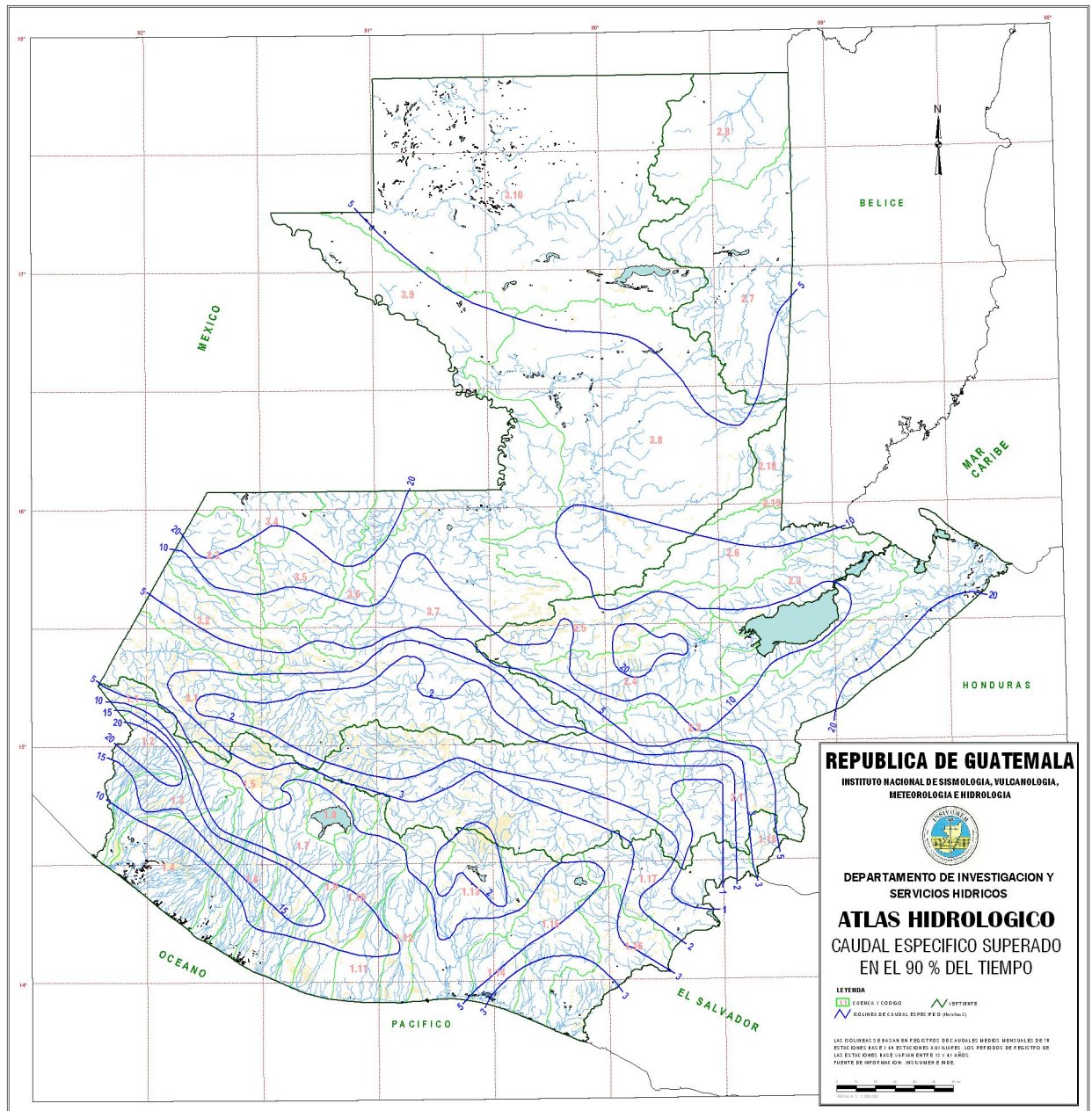
Diseño de un sistema híbrido renovable para suministro de electricidad a una comunidad rural aislada en la zona del triángulo Ixil, Guatemala



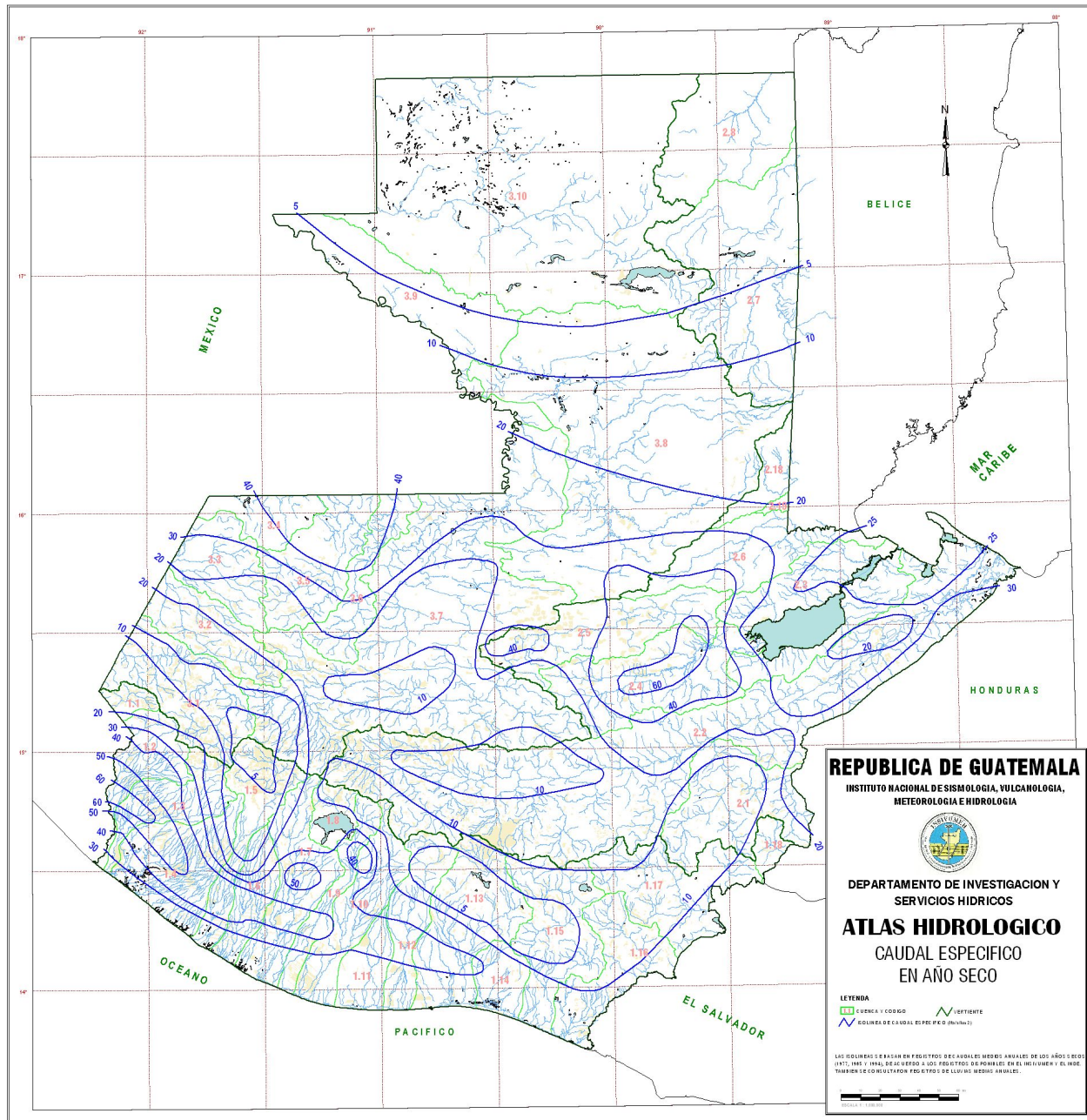
Diseño de un sistema híbrido renovable para suministro de electricidad a una comunidad rural aislada en la zona del triángulo Ixil, Guatemala



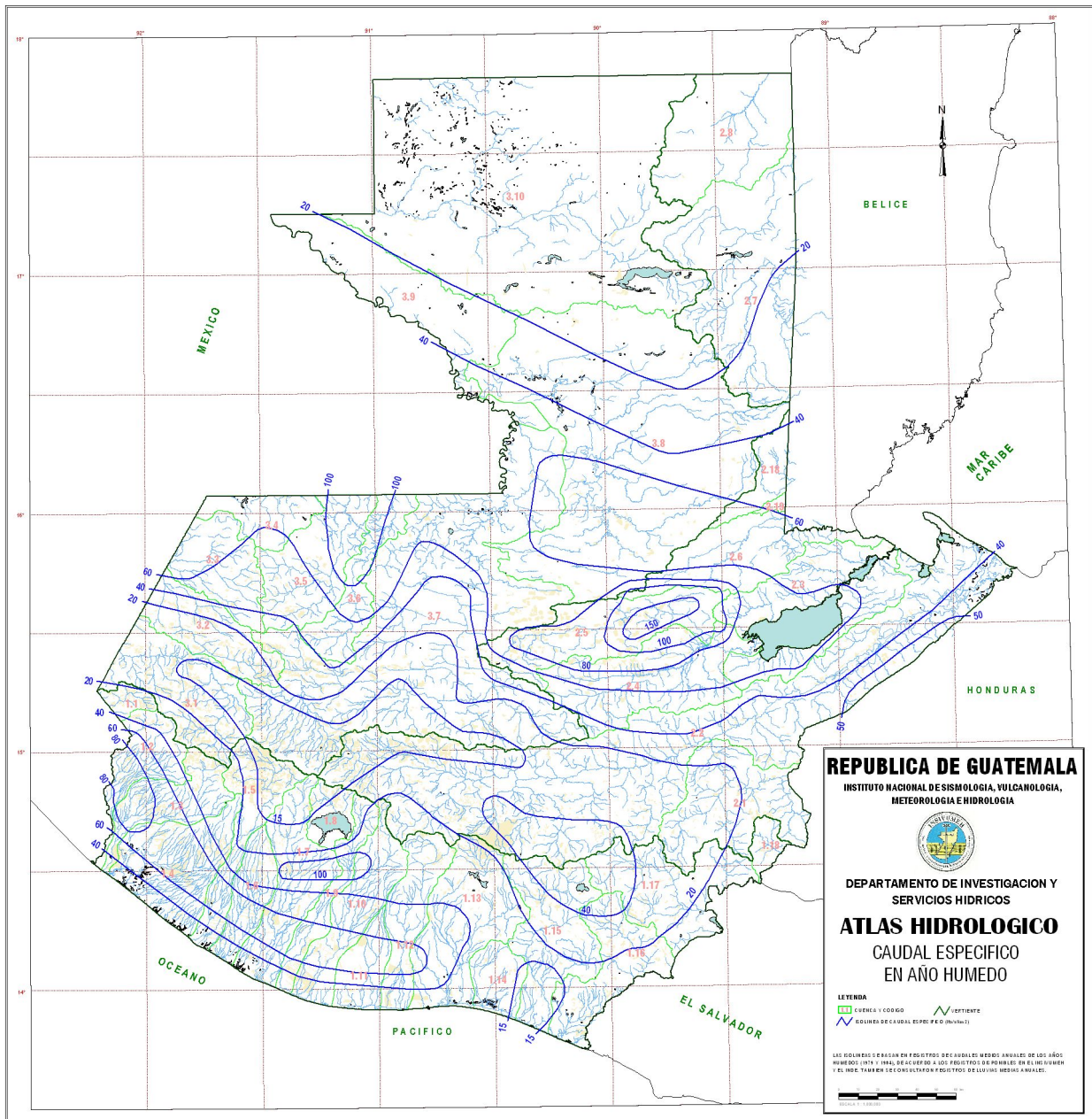
Diseño de un sistema híbrido renovable para suministro de electricidad a una comunidad rural aislada en la zona del triángulo Ixil, Guatemala



Diseño de un sistema híbrido renovable para suministro de electricidad a una comunidad rural aislada en la zona del triángulo Ixil, Guatemala



Diseño de un sistema híbrido renovable para suministro de electricidad a una comunidad rural aislada en la zona del triángulo Ixil, Guatemala



ANEXO 3 – TABLA CON PRECIOS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Tabla 9. Obras del anillo Hidráulico.

Líneas de Transmisión

No.	Proyecto	MVA	Km.	kV	Costo ¹	Pertenece a:
1	Chixoy II - Chixoy I		0.3	230	0.04	Proyecto
2	La Esperanza - Pologuá -Huehuetenango		60	138	6.8	En Construcción
3	Covadonga - La Esperanza		130	230	16.3	Proyecto
4	Santa Eulalia - San Juan Ixcoy		12	230	1.5	Proyecto
5	Santa Eulalia - Huehuetenango II		55	230	6.9	Proyecto
6	Huehuetenango II - La Esperanza		75	230	9.4	Proyecto
7	Huehuetenango II - Huehuetenango I		23	138	0.4	Proyecto
8	San Juan Ixcoy - Covadonga		44	230	5.5	Proyecto
9	Covadonga - Uspantán		27	230	3.8	Proyecto
10	Uspantán - Chixoy II		38	230	4.8	Proyecto

Subestaciones

1	Amplificación Pologuá	28		138/13.8	1.1	En Construcción
2	Amplificación Huehuetenango	90		138/69	1.1	En Construcción
3	Chixoy II (Maniobras)			230	8.9	Proyecto
4	Subestación Covadonga (Maniobras)			230	8.9	Proyecto
5	Huehuetenango II	150		230/138	10.5	Proyecto
6	Subestación San Juan Ixco (Maniobras)			230	7.8	Proyecto
7	Subestación Santa Eulalia (Maniobras)			230	7.8	Proyecto
8	Subestación Uspantán (Maniobras)			230	7.8	Proyecto

ANEXO 4 – HOJA DE DATOS DEL PANEL FOTOVOLTAICO

www.jinkosolar.com



Cheetah HC 72M

390-410 Watt

MONO PERC HALF CELL MODULE

Positive power tolerance of 0→+3%

- Half Cell
- Mono PERC 72 Cell

PERC

KEY FEATURES



5 Busbar Solar Cell

5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.



High Efficiency

Higher module conversion efficiency (up to 20.38%) benefit from half cell structure (low resistance characteristic).



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee limited power degradation for mass production.



Low-light Performance

Advanced glass and cell surface textured design ensure excellent performance in low-light environment.



Severe Weather Resilience

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



Durability Against Extreme Environmental Conditions

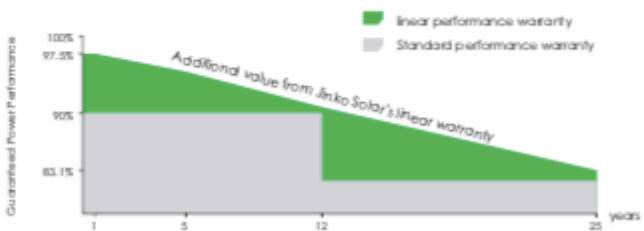
High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty + 25 Year Linear Power Warranty

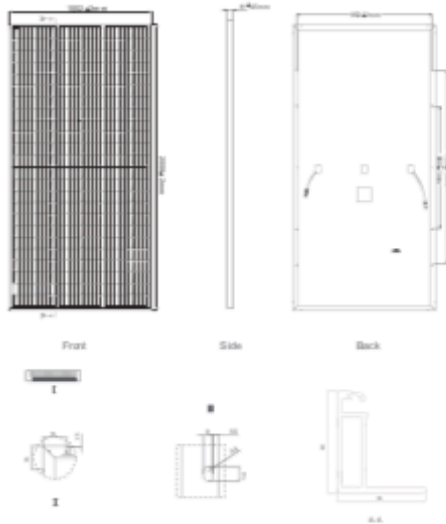


- * ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001 certified factory
- * IEC61215, IEC61730, UL1703 certified product

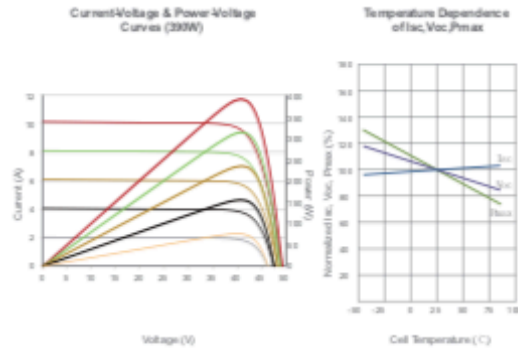


Diseño de un sistema híbrido renovable para suministro de electricidad a una comunidad rural aislada en la zona del triángulo Ixil, Guatemala

Engineering Drawings



Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Mono PERC 158.75×158.75mm
No. of Half-cells	144 (6×24)
Dimensions	2008×1002×40mm (79.06×39.45×1.57 inch)
Weight	22.5 kg (49.6 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 2x4.0mm ² , (+) 290mm, (-) 146mm or Customized Length

Packaging Configuration

(Two pallets →One stack)
 27pcs/pallet , 54pcs/stack, 594pcs/40'HQ Container

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM390M-72H		JKM395M-72H		JKM400M-72H		JKM405M-72H		JKM410M-72H	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (P _{max})	390Wp	294Wp	395Wp	298Wp	400Wp	302Wp	405Wp	306Wp	410Wp	310Wp
Maximum Power Voltage (V _{mp})	41.1V	39.1V	41.4V	39.3V	41.7V	39.6V	42.0V	39.8V	42.3V	40.0V
Maximum Power Current (I _{mp})	9.49A	7.54A	9.55A	7.60A	9.60A	7.66A	9.65A	7.72A	9.69A	7.76A
Open-circuit Voltage (V _{oc})	49.3V	48.0V	49.5V	48.2V	49.8V	48.5V	50.1V	48.7V	50.4V	48.9V
Short-circuit Current (I _{sc})	10.12A	8.02A	10.23A	8.09A	10.36A	8.16A	10.48A	8.22A	10.60A	8.26A
Module Efficiency STC (%)	19.38%		19.63%		19.88%		20.13%		20.38%	
Operating Temperature (°C)	-40°C→+85°C									
Maximum System Voltage	1000VDC (IEC)									
Maximum Series Fuse Rating	20A									
Power Tolerance	0→+3%									
Temperature Coefficients of P _{max}	-0.36%/°C									
Temperature Coefficients of V _{oc}	-0.28%/°C									
Temperature Coefficients of I _{sc}	0.048%/°C									
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C									

STC: ☀ Irradiance 1000W/m² 🌡 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5

NOCT: ☀ Irradiance 800W/m² 🌡 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌀 Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. JKM390-410M-72H-A2-EN

ANEXO 5 – HOJA DE DATOS DEL INVERSOR HÍBRIDO



FLEXpower Radian™

Fully Pre-assembled 4 and 8kw Inverter Systems

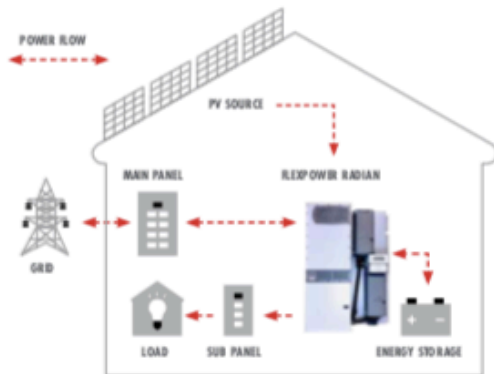


- 4kW: Ideal for smaller power applications including homes, cabins, remote communication sites and backup power systems.
- 8kW: Ideal for medium-sized power requirements including larger homes, light commercial or backup power systems.
- Radian inverter/charger is programmable for seven different operational modes, with generator assist
- 300VDC models provide up to 99% peak efficiency with FLEXmax 100 charge controller

OutBack's pre-assembled and pre-wired power systems take the concept of fast, easy installation to a new level of value and flexibility with the FLEXpower Radian.

Everything needed, outside of power sources and battery backup, is completely integrated—just install the mounting bracket, hang the system on a wall, make the necessary connections and the system is fully operational.

Available in the Radian A Series 4kW or 8kW inverter/charger, both models incorporate OutBack's GridZero technology, a superior level of intelligence in energy management for self-generation and self-consumption programs. It provides precise balancing between using stored energy, solar and utility power, blending-in the latter to overcome surges and load spikes. Both models support leading-edge battery technologies such as lithium-ion and others, and enhanced diagnostics for improved performance.



FLEXpower Radian Specifications

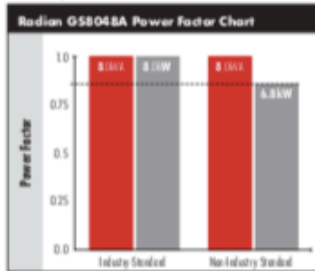
08/2019

Model	Description	Inverter	GS/CL	Bypass	Inverter OCPD**	PV OCPD**	GFDI	AFCI	RTS	Charge Controller
FPR-404BA-300AFI	GS404BA FLEXpower Radian AFD	GS400BA	GS/CL PV 300VDC	12Q/300VDC	175A	80A	Yes	Yes	Yes	(1) FLEXmax 100 #0
FPR-404BA-300VDC	GS404BA FLEXpower Radian 300VDC	GS400BA	GS/CL PV 300VDC	12Q/300VDC	175A	80A	Yes	Yes	Yes	(1) FLEXmax 100
FPR-404BA-01	GS404BA FLEXpower Radian	GS400BA	GS/CL PV 300VDC	12Q/300VDC	175A	80A	Yes	Yes	Yes	(1) FLEXmax 100
FPR-804BA-300AFI	GS804BA FLEXpower Radian AFD	GS800BA	GS/CL PV 300VDC	12Q/300VDC	(2*) 175A	(2*) 80A	Yes	Yes	Yes	(2) FLEXmax 100 #0
FPR-804BA-300A-LT	GS804BA FLEXpower Radian AFD Lite	GS800BA	GS/CL PV 300VDC	12Q/300VDC	175A	80A	Yes	Yes	Yes	(1) FLEXmax 100 #0
FPR-804BA-300VDC	GS804BA FLEXpower Radian	GS800BA	GS/CL PV 300VDC	12Q/300VDC	(2*) 175A	(2*) 80A	Yes	Yes	Yes	(2) FLEXmax 100
FPR-804BA-01	GS804BA FLEXpower Radian	GS800BA	GS/CL PV 300VDC	12Q/300VDC	(2*) 175A	(2*) 80A	Yes	Yes	Yes	(2) FLEXmax 100

Details	FPR-404BA-300AFI	FPR-404BA-300VDC	FPR-404BA	FPR-804BA-300AFI	FPR-804BA-300A-LT	FPR-804BA-300VDC	FLEXpower Radian 804BA
Finished Dimensions H x W x D (in/cm)	47.0 x 33.5 x 9.84 / 119.4 x 85.1 x 24.9	47.0 x 33.5 x 9.84 / 119.4 x 85.1 x 24.9	47.0 x 33.5 x 9.84 / 119.4 x 85.1 x 24.9	47.0 x 33.5 x 9.84 / 119.4 x 85.1 x 24.9	47.0 x 33.5 x 9.84 / 119.4 x 85.1 x 24.9	47.0 x 33.5 x 9.84 / 119.4 x 85.1 x 24.9	47.0 x 33.5 x 9.84 / 119.4 x 85.1 x 24.9
Weight (lb/kg)	11.9 / 5.4	20.8 / 9.4	11.9 / 5.4	25.0 / 11.4	23.0 / 10.4	24.2 / 11.0	25.0 / 11.4
Shipping Dimensions H x W x D (in/cm)	48 x 40 x 18 / 121.9 x 101.6 x 45.7	48 x 40 x 18 / 121.9 x 101.6 x 45.7	48 x 40 x 18 / 121.9 x 101.6 x 45.7	48 x 40 x 18 / 121.9 x 101.6 x 45.7	48 x 40 x 18 / 121.9 x 101.6 x 45.7	48 x 40 x 18 / 121.9 x 101.6 x 45.7	48 x 40 x 18 / 121.9 x 101.6 x 45.7
Shipping Weight (lb/kg)	21.8 / 9.8	22.0 / 9.9	21.3 / 9.6	28.0 / 12.6	24.0 / 10.9	24.4 / 11.0	22.0 / 10.0

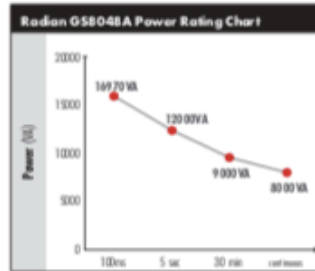
*All power rated systems include a Radian Series inverter/charger, FIDmax charge controller(s), EMS system display and accessories, FIDmax DC system monitor, AC and DC wiring, fuses, USB/RS-485 communications, surge protector and remote temperature sensor (RTS). The FIDpower Radian is also equipped with battery, PV array, fuses, GFD, AFCI and rapid shutdown bypass. See individual product data sheets or product guide for full specifications.

**Disconnect protection device.



Power Rating Notes

Inverters that specify power in VA but do not use the widely standard Power Factor (PF) could have misleading power specifications. Volt-Amperes (VA) is a total inverter output, while Watts (W) represent the power consumed by the electrical loads. PF, which varies by types of loads, is the ratio of W to VA, and the difference between the two is power in the circuit that does no useful work. At 1.0 PF (unity), all power is used. This is the industry-standard used by OutBack Power.



Instantaneous Power Rating

Most stringent reactive load stat: **GS804BA** 16970VA

Surge Power Rating

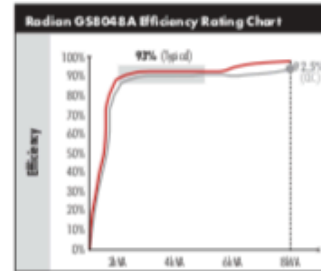
Less stringent load stat: **GS804BA** 12000VA

Peak Power Rating

Frequent "heavy duty" load requirements: **GS804BA** 9000VA

Continuous Power Rating

Sustained "real world" load requirements: **GS804BA** 8000VA



Typical Efficiency Rating

Real world efficiency with variable loads: **GS804BA** 93%

CEC Efficiency Rating


Most stringent US rating: **GS804BA** 92.5%



OutBack Power reserves the right to make changes to the products and information contained in this document without notice.
Copyright © 2019 OutBack Power. All Rights Reserved. OutBack Power is a registered trademark of Alpha Technologies Services, Inc.

www.outbackpower.com
#980-00075-01-001 REV A

ANEXO 6 – HOJA DE DATOS DE LAS BATERÍAS



Trojan
BATTERY COMPANY

T-105 DATA SHEET

MODEL: T-105 with Bayonet Cap

VOLTAGE: 6


DIMENSIONS: Inches (mm)


BATTERY: Flooded/wet lead-acid battery

COLOR: Maroon (case/cover)

MATERIAL: Polypropylene

WATERING SYSTEM: HydroLink™ Watering System





PRODUCT SPECIFICATIONS

BCI GROUP SIZE	TYPE	CAPACITY ^A Minutes		CAPACITY ^A Amp-Hours (AH)				ENERGY (kWh)	TERMINAL Type ^E	DIMENSIONS ^D Inches (mm)			WEIGHT lbs. (kg)
		@25 Amps	@75 Amps	5-Hr Rate	10-Hr Rate	20-Hr Rate	100-Hr Rate			100-Hr Rate	Length	Width	
6 VOLT DEEP CYCLE BATTERY - with T2 TECHNOLOGY™													
GC2	T-105	417	115	185	207	225	250	1.50	1, 2, 3, 4	10.30 (262)	7.11 (181)	11.07 (281)	62 (28)

A. The number of minutes a battery can deliver when discharged at a constant rate at 80°F (27°C) and maintain a voltage above 1.75 V/cell. Capacities are based on peak performance.
 B. The amount of amp-hours (AH) a battery can deliver when discharged at a constant rate at 80°F (27°C) and 86°F (30°C) for the 5-Hour rate and maintain a voltage above 1.75 V/cell. Capacities are based on peak performance.
 C. Dimensions are based on nominal size. Dimensions may vary depending on type of handle or terminal.
 D. Dimensions taken from bottom of the battery to the highest point on the battery. Heights may vary depending on type of terminal.
 E. Terminal images are representative only.
 Trojan battery testing procedures adhere to both BCI and IEC test standards.

CHARGING INSTRUCTIONS

CHARGER VOLTAGE SETTINGS (AT 77°F/25°C)					
System Voltage	6V	12V	24V	36V	48V
Absorption Charge	7.40	14.8	29.6	44.4	59.2
Float Charge	6.60	13.2	26.4	39.6	52.8
Equalize Charge	7.75	15.5	31.0	46.5	62.0

Do not install or charge batteries in a sealed or non-ventilated compartment. Constant under or overcharging will damage the battery and shorten its life as with any battery.





CHARGING TEMPERATURE COMPENSATION

.028 VPC for every 10°F (5.55°C) above or below 77°F (25°C) (add .028 VPC for every 10°F (5.55°C) below 77°F and subtract .028 VPC for every 10°C above 77°F).

OPERATIONAL DATA

Operating Temperature	Self Discharge
-4°F to 113°F (-20°C to +45°C). At temperatures below 32°F (0°C) maintain a state of charge greater than 60%.	5 – 15% per month depending on storage temperature conditions.

TERMINAL CONFIGURATIONS

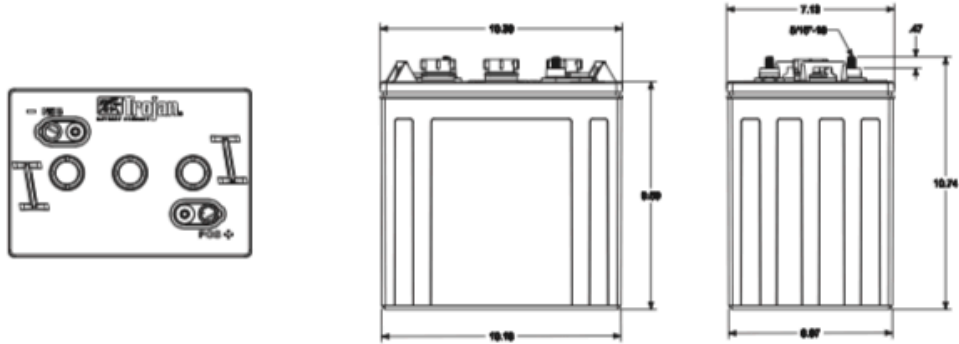
1	ELPT	Embedded Low Profile Terminal	 Terminal Height Inches (mm) 1.22 (31) Torque Values in-lb (Nm) 95 – 105 (11 - 12) Bolt Size 5/16"
2	EHPT	Embedded High Profile Terminal	 Terminal Height Inches (mm) 1.50 (38) Torque Values in-lb (Nm) 95 – 105 (11 - 12) Bolt Size 5/16"
3	EAPT	Embedded Automotive Post Terminal	 Terminal Height Inches (mm) .95 (24) Torque Values in-lb (Nm) 50 – 70 (5.6 - 7.9)
4	EUT	Embedded Universal Terminal	 Terminal Height Inches (mm) 1.10 (28) Torque Values in-lb (Nm) 95 – 105 (11 - 12) Bolt Size 5/16"

Page 1 of 2

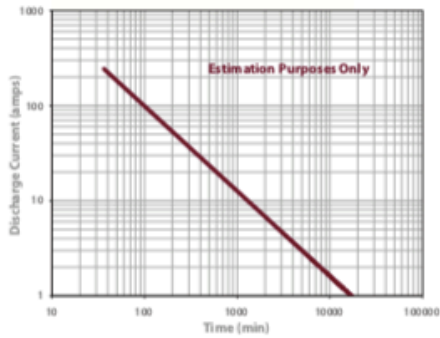
TROJAN T-105 DCL 0115

T-105 DATA SHEET

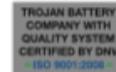
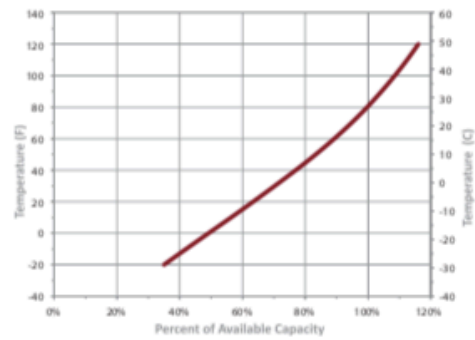
BATTERY DIMENSIONS (shown with EHPT)



TROJAN T-105 PERFORMANCE



PERCENT CAPACITY VS. TEMPERATURE



Trojan batteries are available worldwide through Trojan's Master Distributor Network. We offer outstanding technical support, provided by full-time application engineers.

For a Trojan Master Distributor near you,
call 800.423.6569 or + 1.562.236.3000 or visit www.trojanbattery.com
 12380 Clark Street, Santa Fe Springs, CA 90670 • USA

©2015 Trojan Battery Company. All rights reserved. Trojan Battery Company is not liable for damages that may result from any information provided in or omitted from this publication, under any circumstances. Trojan Battery Company reserves the right to make adjustments to its publication at any time, without notice or obligation. Please check the Trojan Battery website (www.trojanbattery.com) for the most up-to-date information.

Page 2 of 2

51187 308 4 001

ANEXO 7 – HOJA DE DATOS DEL GENERADOR DIESEL

DIESEL GENERATOR SET



DE18E3

EU stage IIIA emissions compliant.
Suitable for Mobile Applications in the European Community.

Image shown may not reflect actual package

Output Ratings		
Generator Set Model - 3 Phase	Prime*	Standby*
400/230 V, 50 Hz	16.5 kVA 13.2 kW	18.0 kVA 14.4 kW
220/127V, 60 Hz	20.0 kVA 16.0 kW	22.0 kVA 17.6 kW

* Refer to ratings definitions on page 4.
Ratings at 0.8 power factor.

Technical Data		
Engine Make & Model:	Cat® C2.2	
Generator Model:	LC 11 14H	
Control Panel:	EMCP 4.1	
Base Frame Type:	Heavy Duty Fabricated Steel	
Circuit Breaker Type:	3 Pole MCB	
Frequency:	50 Hz	60 Hz
Engine Speed: RPM	1500	1800
Fuel Tank Capacity: litres (US gal)	66 (17.4)	
Fuel Consumption, Prime: l/hr (US gal/hr)	4.4 (1.2)	5.2 (1.4)
Fuel Consumption, Standby: l/hr (US gal/hr)	4.8 (1.3)	5.7 (1.5)

LEHE0686-01

DIESEL GENERATOR SET



Engine Technical Data

Physical Data		50 Hz		60 Hz	
Manufacturer:	Caterpillar				
Model:	C2.2				
No. of Cylinders/Alignment:	4 / In Line				
Cycle:	4 Stroke				
Induction:	Naturally Aspirated				
Cooling Method:	Water				
Governing Type:	Mechanical				
Governing Class:	ISO 8528				
Compression Ratio:	23.3:1				
Displacement: l (cu.in)	2.2 (135.2)				
Bore/Stroke: mm (in)	84.0 (3.3)/100.0 (3.9)				
Moment of Inertia: kg m² (lb. in²)	2.72 (9308)				
Engine Electrical System:					
-Voltage/Ground:	12/Negative				
-Battery Charger Amps:	65				
Weight: kg (lb) - Dry:	242 (534)				
- Wet:	251 (554)				
Air System					
Air Filter Type:	Replaceable Element				
Combustion Air Flow:					
m ³ /min (cfm)	-Standby:	1.5 (51)	1.7 (61)		
	-Prime:	1.5 (51)	1.7 (61)		
Max. Combustion Air Intake					
Restriction: kPa (in H₂O)		3.0 (12.0)	3.0 (12.0)		
Radiator Cooling Air Flow:					
m ³ /min (cfm)		33.0 (1165)	41.4 (1462)		
External Restriction to					
Cooling Air Flow: Pa (in H₂O)		125 (0.5)	125 (0.5)		
Cooling System					
Cooling System Capacity:		6.5 (1.7)	6.5 (1.7)		
l (US gal)					
Water Pump Type:	Centrifugal				
Heat Rejected to Water & Lube Oil: kW (Btu/min)					
	-Standby:	15.2 (864)	17.2 (978)		
	-Prime:	13.7 (779)	15.5 (881)		
Heat Radiation to Room: Heat radiated from engine and alternator					
kW (Btu/min)	-Standby:	5.8 (330)	6.3 (358)		
	-Prime:	4.8 (273)	5.4 (307)		
Radiator Fan Load: kW (hp)		0.2 (0.3)	0.4 (0.5)		
Cooling system designed to operate in ambient conditions up to 50°C (122°F). Contact your local Cat dealer for power ratings at specific site conditions.					
Lubrication System					
Oil Filter Type:	Spin-On, Full Flow				
Total Oil Capacity l (US gal):	10.6 (2.8)				
Oil Pan l (US gal):	8.9 (2.4)				
Oil Type:	API CH4 15W-40				
Cooling Method:	N/A				
Performance					
		50 Hz	60 Hz		
Engine Speed: RPM		1500	1800		
Gross Engine Power: kW (hp)					
	-Standby:	18.0 (24.0)	21.5 (29.0)		
	-Prime:	16.2 (22.0)	19.4 (26.0)		
BMEP: kPa (psi)					
	-Standby:	649.0 (94.2)	647.0 (93.8)		
	-Prime:	585.0 (84.8)	583.0 (84.6)		
Regenerative Power: kW		5.6	7.2		
Fuel System					
Fuel Filter Type:	Replaceable Element				
Recommended Fuel:	Class A2 Diesel or BSEN590				
Fuel Consumption: l/hr (US gal/hr)					
		110% Load	100% Load	75% Load	50% Load
Prime					
50 Hz	4.8 (1.3)	4.4 (1.2)	3.4 (0.9)	2.6 (0.7)	
60 Hz	5.7 (1.5)	5.2 (1.4)	4.0 (1.1)	3.1 (0.8)	
Standby					
50 Hz		4.8 (1.3)	3.7 (1.0)	2.7 (0.7)	
60 Hz		5.7 (1.5)	4.4 (1.2)	3.3 (0.9)	
(based on diesel fuel with a specific gravity of 0.85 and conforming to BS2869, Class A2)					
Exhaust System					
Silencer Type:	Industrial				
Silencer Model & Quantity:	EXSY1 (1)				
Pressure Drop Across					
Silencer System: kPa (in Hg)		0.58 (0.171)	1.49 (0.440)		
Silencer Noise Reduction					
Level: dB		19.6	11.5		
Max. Allowable Back					
Pressure: kPa (in. Hg)		10.2 (3.0)	10.2 (3.0)		
Exhaust Gas Flow:					
m ³ /min (cfm)	-Standby:	3.2 (114)	4.3 (151)		
	-Prime:	3.0 (105)	3.9 (138)		
Exhaust Gas Temperature: °C (°F)					
	-Standby:	413 (776)	459 (858)		
	-Prime:	364 (687)	396 (745)		

LEHE0686-01

DIESEL GENERATOR SET



Generator Performance Data

Data Item	50 Hz			60 Hz				
	415/240V	400/230V	380/220V					220/127V
Motor Starting Capability* kVA	38	36	33					36
Short Circuit Capacity %	-	-	-					-
Reactances: Per Unit								
Xd	2.330	2.510	2.780					3.010
X'd	0.210	0.220	0.250					0.270
X''d	0.103	0.111	0.123					0.134

Reactances shown are applicable to prime ratings.
*Based on 30% voltage dip at 0.6 power factor.

Generator Technical Data

Physical Data	
LC SERIES	
Model:	LC1114H
No. of Bearings:	1
Insulation Class:	H
Winding Pitch - Code:	2/3 - 6
Wires:	12
Ingress Protection Rating:	IP23
Excitation System:	SHUNT
AVR Model:	R220

Operating Data	
Overspeed: RPM	2250
Voltage Regulation: (steady state)	+/- 1.0%
Wave Form NEMA = TIF:	50
Wave Form IEC = THF:	2.0%
Total Harmonic Content LL/LN:	4.0%
Radio Interference:	Suppression is in line with European Standard EN61000-6
Radiant Heat: kW (Btu/min)	
-50 Hz:	2.7 (154)
-60 Hz:	3.1 (176)

DIESEL GENERATOR SET



Technical Data

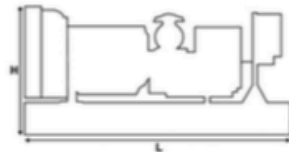
Voltage 50 Hz	Prime		Standby	
	kVA	kW	kVA	kW
415/240V	16.5	13.2	18.0	14.4
400/230V	16.5	13.2	18.0	14.4
380/220V	16.5	13.2	18.0	14.4

Voltage 60 Hz	Prime		Standby	
	kVA	kW	kVA	kW
220/127V	20.0	16.0	22.0	17.6

Weights & Dimensions

Weights: kg (lb)	
Net (+ lube oil)	434 (957)
Wet (+ lube oil & coolant)	441 (972)
Fuel, lube oil & coolant	497 (1095)

Dimensions: mm (in)	
Length	1500 (59.1)
Width	620 (24.4)
Height	1115 (43.9)



Note: General configuration not to be used for installation. See general dimension drawings for detail.

Definitions

Standby Rating

Output available with varying load for the duration of the interruption of the normal source power. Average power output is 70% of the standby power rating. Typical operation is 200 hours per year, with maximum expected usage of 500 hours per year.

Prime Rating

Output available with varying load for an unlimited time. Average power output is 70% of the prime power rating. Typical peak demand is 100% of prime rated kW with 10% overload capability for emergency use for a maximum of 1 hour in 12. Overload operation cannot exceed 25 hours per year.

Standard Reference Conditions

Note: Standard reference conditions 25°C (77°F) air inlet temp, 100m (328ft) A.S.L., 30% relative humidity. Fuel consumption data at full load with diesel fuel with specific gravity of 0.85 and conforming to BS2869: 1998, Class A2.

General Data

Documents

A full set of operation and maintenance manuals and circuit wiring diagrams.

Quality Standards

The equipment meets the following standards: IEC 60034-1, IEC 60034-22, ISO 3046, ISO 8528, NEMA MG 1-32, NEMA MG 1-33, 2004/108/EC, 2006/42/EC, 2006/95/EC.

Price list: C1C2PGA/C1C2PGAT

Gen. Arr. Number: 457-14-00

Source: China, Europe

LEH0686-01 (04/16)

www.CatElectricPower.com

© 2016 Caterpillar

All rights reserved.

Materials and specifications are subject to change without notice. The International System of Units (SI) is used in this publication. CAT, CATERPILLAR, their respective logos, "Caterpillar Yellow," the "Power Edge" trade dress, as well as corporate and product identity used herein, are trademarks of Caterpillar and may not be used without permission.