



**USAID** | **MÉXICO**  
DEL PUEBLO DE LOS ESTADOS  
UNIDOS DE AMÉRICA

# Apartado IV: Análisis de la factibilidad de oportunidades en la mini-aplicación de energías renovables solar (fotovoltaica y foto térmica) e hidroeléctrica, aplicadas en la Zona Metropolitana de Oaxaca.

MEXICO LOW EMISSIONS DEVELOPMENT PROGRAM (MLED).  
CONTRACT: AID-523-C-11-00001

Enero 2014

Este informe fue elaborado por TETRA TECH ES INC., para la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional.

AVISO LEGAL

Las opiniones expresadas en esta publicación no reflejan necesariamente el criterio de la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional ni la del Gobierno de los Estados Unidos.

[www.mledprogram.org](http://www.mledprogram.org)

## **Apartado IV: Análisis de la factibilidad de oportunidades en la mini-aplicación de energías renovables solar (fotovoltaica y foto térmica) e hidroeléctrica, aplicadas en la Zona Metropolitana de Oaxaca**

El presente estudio fue elaborado por el Centro Interdisciplinario para la Prevención de la Contaminación A.C. Los autores principales son: Ing. Rigoberto Roa González, M. en C. Octavio García Bermúdez, Dr. Guillermo J. Román Moguel, Ing. Luis Guzmán Ramírez, M. en C. Jacqueline Boulouf Lugo, Ing. Luis Eduardo Mendoza Calderón, Ing. Dylan Román Corzo e Ing. Ulises Ortiz Pinto, bajo la supervisión del Lic. Adrián Paz, en el marco del Programa para el Desarrollo Bajo en Emisiones de México (MLED), patrocinado por la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID), bajo el contrato “AID-523-C-11-00001” implementado por Tetra Tech ES Inc.

La distribución, reproducción o consulta del presente documento por terceros deberá ser autorizada por H. Ayuntamiento de Villas de Zaachila, y por las partes que participaron en su elaboración: la Empresa Consultora principal Tetra Tech, así como la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional.

Para mayor información, por favor contacte a: [info@mledprogram.org](mailto:info@mledprogram.org)

[www.mledprogram.org](http://www.mledprogram.org)

## Apartado IV: Análisis de la factibilidad de oportunidades en la mini-aplicación de energías renovables solar (fotovoltaica y foto térmica) e hidroeléctrica, aplicadas en la Zona Metropolitana de Oaxaca

### TABLA DE CONTENIDO

TABLA DE ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS .....	10
AGRADECIMIENTOS .....	11
ABSTRACT .....	12
Keywords .....	12
RESUMEN EJECUTIVO.....	13
1 ANTECEDENTES .....	15
1.1 Panorama global.....	15
1.2 Situación nacional.....	17
2 JUSTIFICACIÓN.....	21
3 OBJETIVO PARTICULAR .....	21
4 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO .....	22
4.1 Antecedentes generales .....	22
4.1.1 <i>Capacidad y generación de electricidad a partir de fuentes no fósiles</i> 23	
4.2 Metodología de trabajo .....	25
5 DESARROLLO DEL PROYECTO.....	28
5.1 Análisis de potencial para tecnologías solares .....	28
5.1.1 <i>Antecedentes del recurso solar</i> .....	28
5.2 Estudio de factibilidad de proyectos fotovoltaicos en la UTVCO.....	31
5.2.1 <i>Antecedentes para la implementación de proyectos de energía fotovoltaica</i> .....	31
5.2.2 <i>Alternativas tecnológicas fotovoltaicas</i> .....	34
5.2.3 <i>Tarifas eléctricas</i> .....	35
5.2.4 <i>Incentivos federales y municipales para proyectos fotovoltaicos ...</i>	35
5.2.5 <i>Bases de cálculo</i> .....	37
5.2.6 <i>El caso base sin sustitución con el sistema fotovoltaico</i> .....	37
5.2.7 <i>Modelo LCOE de sustitución de consumo de energía de la red con un sistema fotovoltaico</i> .....	39
5.2.8 <i>Situación en el marco regulatorio</i> .....	40
5.2.9 <i>Capacidad instalada preliminar</i> .....	41

5.2.10	<i>Factores de emisiones</i> .....	42
5.2.11	<i>Evaluación energética</i> .....	42
5.2.12	<i>Análisis de factibilidad</i> .....	44
5.2.12.1	<i>Factibilidad técnica</i> .....	44
5.2.12.2	<i>Factibilidad económica</i> .....	45
5.2.13	<i>Proyección de beneficios</i> .....	51
5.2.13.1	<i>Proyección de beneficios económicos</i> .....	51
5.2.13.2	<i>Proyección de beneficios ambientales</i> .....	52
5.2.13.3	<i>Beneficios educativos y didácticos</i> .....	53
5.3	<b>Antecedentes específicos de energía solar-térmica: calentadores solares de agua</b> .....	53
5.3.1	<i>Alternativas tecnológicas de calentadores solares de agua</i> .....	56
5.3.2	<i>Incentivos económicos para calentadores solares de agua</i> .....	57
5.3.3	<i>Marco específico en el sector de vivienda de interés social en Oaxaca</i> 61	
5.3.4	<i>Bases de cálculo</i> .....	63
5.3.5	<i>Proyección de beneficios ambientales</i> .....	65
5.3.6	<i>Beneficios económicos</i> .....	65
5.3.6.1	<i>Proyección de beneficios económicos</i> .....	66
5.4	<b>Análisis de pre factibilidad de la mini-aplicación de energía hidroeléctrica mediante la evaluación del recurso hidro-energético en la Zona Metropolitana de Oaxaca (ZMO).</b> .....	67
5.4.1	<i>Antecedentes de mini-aplicaciones de energía hidroeléctrica</i> .....	67
5.4.2	<i>Metodología</i> .....	67
5.4.3	<i>Determinación de la región de estudio</i> .....	68
5.4.3.1	<i>Banco Nacional de Datos de Aguas Superficiales (BANDAS)</i> ...	68
5.4.3.2	<i>Curva de Caudales Clasificados (CCC)</i> .....	70
5.4.3.3	<i>Potencial hidroeléctrico teórico bruto (P.H.T.B)</i> .....	70
5.4.3.4	<i>Cuadro de valores de energía potencial en base a la altura y caudal</i> 71	
5.4.4	<i>Estrategia de prospección para la identificación del potencial mini hidroeléctrico</i> .....	73
5.4.5	<i>Resultados</i> .....	74
5.4.5.1	<i>Diagnóstico en la ZMCO</i> .....	74
5.4.5.2	<i>Diagnóstico del río Atoyac</i> .....	79
5.4.5.3	<i>Aprovechamiento hidroeléctrico actual en el estado de Oaxaca</i> 82	

5.4.5.4	<i>Diagnóstico del potencial hidroeléctrico de derivación en el Estado de Oaxaca</i> .....	85
5.4.6	<i>Conclusiones</i> .....	91
6	REFERENCIAS.....	92
7	ANEXOS .....	96
7.1	Anexo 1.- Marco legal y regulatorio .....	96
7.2	Anexo 2.- Producción de energía primaria 2009-2012.....	102
7.3	Anexo 3.- Consumo de energía para generación eléctrica 2009-2012. 104	
7.4	Anexo 4.- Relación producción de energía primaria – consumo de energía para generación eléctrica durante el periodo 2009 – 2012.....	106
7.5	Anexo 5.- Normatividad aplicable para calentadores solares de agua. 108	
7.6	Anexo 6.- Atribuciones claves de la SENER y de la CRE.....	109
7.7	Anexo 7.- Normas para sistemas y módulos fotovoltaicos.....	110
7.8	Anexo 8.- CCC para los años correspondientes y la CCC promedio..	112

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.- Consumo de energía renovable por región para generación eléctrica... 16	16
Tabla 2.- Demanda de energía primaria renovable por región (TWh)..... 16	16
Tabla 3.- Producción de energía primaria, 2012. .... 18	18
Tabla 4.- Consumo de energía primaria para generación eléctrica..... 19	19
Tabla 5.- Irradiación global del municipio de Oaxaca de Juárez y comunidades aledañas..... 29	29
Tabla 6.- Irradiación global directa mensual de la ZMO. .... 30	30
Tabla 8.- Datos energéticos de la UTVCO y tarifas aplicables a los diferentes horarios. .... 38	38
Tabla 9: Factores de influencia en el cálculo de LCOE y sus respectivas dependencias ..... 40	40
Tabla 10: Producción y características de un proyecto hipotético con una capacidad instalada de 500 kW..... 41	41
Tabla 12.- Distribución de horarios de consumo durante el invierno..... 43	43
Tabla 13: Dimensionamiento teorico del sistema fotovoltaico ..... 45	45
Tabla 14: Dimensionamiento de sistema fotovoltaico real ..... 47	47
Tabla 15.- Aprovechamiento de energía solar mediante la implementación de calentadores solares planos..... 54	54
Tabla 17. Constantes utilizadas para el cálculo de reducciones de emisiones ..... 64	64
Tabla 18. Cálculos realizados para obtener la reducción anual de emisiones de CO <sub>2</sub> ..... 64	64
Tabla 19.- Información disponible en cada Estación Hidrométrica..... 69	69
Tabla 20.- Aprovechamientos hidroeléctricos en el estado de Oaxaca ..... 82	82
Tabla 21.- Proyectos hidroeléctricos en el estado de Oaxaca en etapas de prefactibilidad o factibilidad ..... 84	84

## ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1.- Distribución porcentual de generación por tipo de energía renovable.	16
Gráfica 2.- Distribución porcentual de la generación de energía primaria.....	18
Gráfica 3.- Distribución porcentual del consumo de energía primaria para la generación eléctrica. ....	19
Gráfica 4.- Relación producción de energía primaria vs consumo para generación eléctrica para el año 2012. ....	20
Gráfica 5.- Producción de energía primaria por fuente.....	22
Gráfica 6.- Evolución de la capacidad instalada y generación de electricidad con sistemas FV en México. ....	32
Gráfica 7.- Desarrollo del costo de los módulos fotovoltaicos (curva de aprendizaje) 1980 – 2009.....	34
Gráfica 8.- Consumo de energía de la UTVCO según horario. ....	43
Gráfica 9.- Costos porcentuales de componentes en Proyectos Fotovoltaicos. Elaboración propia a partir de Price and Margolis, 2011 .....	46
Gráfica 10.- Tendencia del total de calentadores solares y de la capacidad instalada por año.....	55
Gráfica 12.- Unidades de colectores solares importados y nacionales por tecnología.....	57
Gráfica 13.- Consumo de Energía Solar en México (2001-2011).....	59
Gráfica 14.- Superficie instalada de calentadores solares planos en México.....	60
Gráfica 15.- Uso final de agua caliente con calentadores solares.....	61
Gráfica 16.- Viviendas de Interés Social en ZMCO .....	62
Gráfica 17.- Financiamiento para viviendas de interés social nuevas en ZMCO...	63
Gráfica 18.- <i>Curva de Caudales Clasificados promedio con su error estándar (1999, 2000, 2001, 2002 y 2007), de la estación hidrométrica 20026, Tlapacoyan</i> .....	76
Gráfica 19.- de la estación hidrométrica 20026 (-) y CCC hipotética del punto de descarga hidrológico de la zona de estudio (---) .....	77
Gráfica 20.- <i>Curva de Caudales Clasificados promedio con su error estándar (1979, 1980, 1981, 1982 y 1983), de la estación hidrométrica 20017, Paso de Reyna</i> .....	79
Gráfica 21.- <i>Curva de Caudales Clasificados promedio con su error estándar (1979, 1980, 1981, 1982 y 1983), de la estación hidrométrica 20017, Paso de Reyna. Caudal perenne (---)</i> .....	81

*Gráfica 22.- Curva de Caudales Clasificados promedio con su error estándar  
(1981, 1982, 1983, 1984 y 1985), de la estación hidrométrica 29007, Paso Arnulfo.*  
..... 88

*Gráfica 22.- Curva de Caudales Clasificados promedio con su error estándar  
(2006, 2007, 2009, 2010 y 2011), de la estación hidrométrica 28056, Jacatepec.* 89

*Gráfica 23.- Curva de Caudales Clasificados promedio con su error estándar  
(1986, 1987, 1988, 1989 y 1990), de la estación hidrométrica 18344, Mariscal..* 90

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.- Metodología de trabajo .....	26
Figura 2.- Irradiación Global del estado de Oaxaca .....	29
Figura 3.- Irradiación Global del estado de Oaxaca. ....	29
Figura 4.- Interconexión a la Red con capacidad instalada menor a 500kW.....	48
Figura 5.- Diagrama de flujo en la metodología del presente estudio .....	68
Figura 6.- Curva de caudales Clasificados (CCC).....	70
Figura 7.- Parametros básicos de planta hidroeléctrica .....	71
Figura 8.- Potencial Hidroeléctrico Teórico Bruto (en escala logarítmica) dados diferentes valores en caudal y altura.....	72
Figura 9.- Región de estudio. ....	75
Figura 10.- Ubicación de la estación hidrométrica 20026 en la zona de estudio... 78	
Figura 11.- de la estación hidrométrica 20017, fuera de la zona de estudio. ....	80
Figura 12.- Localización de los aprovechamientos hidroeléctricos en el estado de Oaxaca.....	83
Figura 13.- Red Hidrológica principal y Estaciones hidrométricas en el estado de Oaxaca.....	85
Figura 14.- Zonas de aprovechamiento hidrológico en el estado de Oaxaca.....	86
Figura 15.- Marco Legal y Regulatorio para el uso de sistemas Fotovoltaicos (FV) en México.....	96
Figura 16.- Modelo de contrato para interconectarse al SEN para fuentes de energía renovable y cogeneración (pequeña escala). Fuente: DGTIC, W2013. ...	99
Figura 17.-Modelo de contrato para interconectarse al SEN para fuentes de energía renovable y cogeneración (mediana escala). Fuente: (DGTIC, W.2013). .....	100

## ÍNDICE DE ANEXOS

7.1	Anexo 1.- Marco legal y regulatorio .....	96
7.2	Anexo 2.- Producción de energía primaria 2009-2012 .....	102
7.3	Anexo 3.- Consumo de energía para generación eléctrica 2009-2012.....	104
7.4	Anexo 4.- Relación producción de energía primaria – consumo de energía para generación eléctrica durante el periodo 2009 – 2012. ....	106
7.5	Anexo 5.- Normatividad aplicable para calentadores solares de agua. ....	108
7.6	Anexo 6.- Atribuciones claves de la SENER y de la CRE. ....	109
7.7	Anexo 7.- Normas para sistemas y módulos fotovoltaicos. ....	110
7.8	Anexo 8.- CCC para los años correspondientes y la CCC promedio. ....	112

## TABLA DE ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

BANDAS	Banco nacional de datos de aguas superficiales
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CO <sub>2</sub> eq	Bióxido de carbono equivalente
CMCI	Cámara Mexicana de la Industria de la Construcción
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
CONUEE	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
CCC	Curva de Caudales Clasificados
DNI	Radiación Normal Directa (Direct Normal Radiation)
ER	Energías Renovables
FERMAC	Fabricantes Mexicanos en la Energías Renovables AC
FIDE	Fideicomiso para el ahorro de la Energía Eléctrica
FP	Factor de potencia
GEI	Gas(es) de efecto invernadero
ICEE	Indicador de consumo de energía eléctrica
IEA	Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency)
IEE	Instituto de Investigaciones Eléctricas (Institute of Electrical Investigations)
IMTA	Instituto Mexicano de Tecnología del Agua
INEGI	Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática
kW	kilo Watt
LAERFTE	Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética
LCOE	Costo Nivelado de Energía (Leveraged Cost of Energy)
MLED	Programa para el Desarrollo Bajo en Emisiones de México
PDHZT	Punto de Descarga Hidrológico de la Zona de Estudio
PHTB	Potencial Hidroeléctrico Teórico Bruto
PyMEs	Pequeñas y Medianas Empresas
SIAS	Sistema de Información de Aguas Superficiales
SEMARNAT	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
USAID	Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional
UTVCO	Universidad Tecnológica de los Valles Centrales de Oaxaca
ZMO	Zona metropolitana de Oaxaca

## **AGRADECIMIENTOS**

La realización del presente análisis de factibilidad se llevó a cabo gracias a las facilidades otorgadas por cada uno de los participantes de los Apartados II y III, en cuanto a la aportación de información, el apoyo durante la inspección y toma de mediciones en sus instalaciones, hecho que se agradece ampliamente, dado que fueron factores básicos para la evaluación de la factibilidad de oportunidades en la mini-aplicación de energías renovables solar (fotovoltaica y solar-térmica) e hidroeléctrica y para la integración del informe.

## **ABSTRACT**

El presente reporte evalúa las posibilidades de implementación de energías renovables en pequeña escala en la ZMCO. El estudio se basa parcialmente en los apartados II y III en cuanto al marco de consumo energético de los inmuebles para el cual se evalúa la hipotética sustitución de parte (o total) del consumo por medio de auto-generación de energía eléctrica o calorífica a partir de energías renovables. En el caso del potencial de implementación de energía hidroeléctrica en pequeña escala, el presente reporte evalúa los caudales y la continuidad de dichos caudales de la ZMCO y de las zonas aledañas seleccionadas para el potencial de aprovechamiento mini-hidroeléctrico por derivación de uso continuo.

El estudio concluye que existen nichos de implementación para las energías renovables en pequeña escala en los sectores solar térmico y solar fotovoltaico. En el caso de las plantas hidroeléctricas en pequeña escala, se concluye que los caudales en el Estado de Oaxaca no son apropiados para el aprovechamiento mini-hidroeléctrico.

En el caso de la sustitución del consumo de energía de la red eléctrica por medio de la instalación de sistemas fotovoltaicos, se concluye que, tomando en cuenta el incremento tarifario en años anteriores la sustitución del parcial del consumo de energía es rentable. El reporte compara el precio nivelado unitario de energía de la implementación de un sistema fotovoltaico con el precio unitario nivelado de la situación actual del inmueble. Este resultado no toma en cuenta las medidas de ahorro energético.

## **KEYWORDS**

Pre factibilidad, energía renovable, fotovoltaico, foto térmico, celda solar, calentador, agua, hidro energía, mini aplicación, mitigación de GEI

## RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe llamado “Apartado IV: Análisis de la factibilidad de oportunidades en la mini-aplicación de energías renovables solar (fotovoltaica y foto térmica) e hidroeléctrica, aplicadas en la Zona Metropolitana de Oaxaca” forma parte del Componente I del proyecto *“Plan de implementación y método de replicación para reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en el estado de Oaxaca y zona metropolitana de Oaxaca”*.

El documento está compuesto de tres partes en las que se analiza por separado la factibilidad técnica y en su caso, económica de las tres tecnologías en mini-aplicaciones que abarca este estudio, es decir, solar-fotovoltaica, solar-térmica y mini-aplicaciones hidroeléctricas.

En el caso de la tecnología fotovoltaica el presente estudio analiza la sustitución del consumo energético de la red de un inmueble público a partir de un sistema fotovoltaico con base en los datos de consumo de la Universidad Tecnológica de los Valles Centrales de Oaxaca. La herramienta utilizada para determinar la factibilidad técnico-económica es el costo nivelado de energía LCOE (por sus siglas en inglés). Los resultados muestran que la sustitución del consumo eléctrico a partir de un sistema fotovoltaico es viable tanto técnico como económicamente. El costo nivelado por unidad energética durante la vida del proyecto fotovoltaico es de 2,38 MXN/kWh mientras que el consumo de la red durante el mismo periodo es de 3,34 MXN/kWh. Dicha sustitución de producción de energía eléctrica a partir de módulos fotovoltaicos representa un ahorro total durante la vida del proyecto de 757,16 toneladas de CO<sub>2eq</sub>.

En el caso de la tecnología solar-térmica se analiza la viabilidad técnica y económica así como los impactos ambientales de la sustitución del consumo de Gas LP para el calentamiento de agua en hogares a partir de la implementación de calentadores solares de agua. Los resultados muestran que los calentadores solares son altamente rentables en el contexto Oaxaqueño dado que los ahorros derivados de la disminución del consumo de Gas LP pagarían el proyecto en tan solo 2 años. Se estima que por medio del calentador solar se evite la emisión de 1,321 kg CO<sub>2eq</sub> por vivienda anual.

En el caso de las mini-aplicaciones hidroeléctricas se analizó la información hidrométrica de las zonas delimitadas (Región Hidrológica Costa Chica de Guerrero) para el estudio así como los diferenciales topográficos de interés en las escorrentías para determinar la viabilidad técnica de la implementación de dicha tecnología. A partir de los datos de los caudales del Banco Nacional de Datos de Aguas Superficiales se determinó que la marcada estacionalidad de las lluvias es

el factor principal que determina la gran variabilidad de la magnitud del caudal. Esto imposibilita el establecimiento de plantas mini-hidroeléctricas de derivación de uso continuo, por lo que el aprovechamiento hidroeléctrico sería factible sólo en caso de considerar plantas a pie de presa.

## 1 ANTECEDENTES

La energía desempeña un papel fundamental para la consecución de los objetivos interrelacionados del desarrollo humano sostenible en los campos económico, social y medioambiental. Pero si hemos de conseguir esta importante meta, tendrán que cambiar los tipos de energía que producimos y las formas en las que las utilizamos. Si no es así, se acelerarán los daños en el medio ambiente, aumentará la desigualdad y el crecimiento económico mundial estará en peligro<sup>1</sup>.

### 1.1 PANORAMA GLOBAL

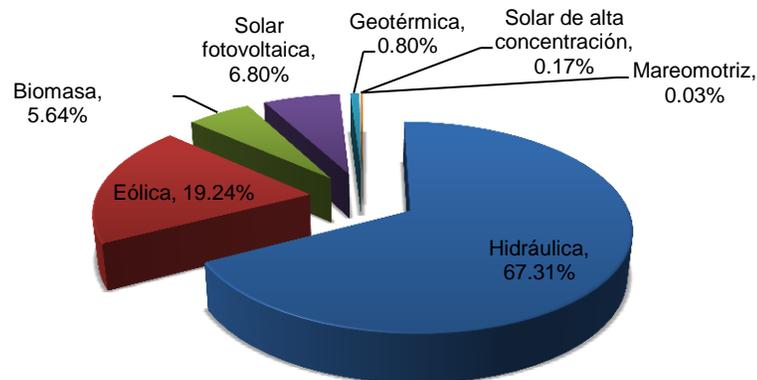
En la actualidad, el sector energético se ha convertido en una condición para el crecimiento económico de los países, debido a la estrecha relación que existe entre el crecimiento del producto interno bruto y la demanda de energía de cada país. El incremento en el nivel de vida de la población, ha generado un aumento persistente de la demanda energética. La naturaleza finita de los recursos ha obligado a buscar una mayor eficiencia en la producción y el uso de la energía; así como a desarrollar el potencial del uso de fuentes de energía no fósiles. Bajo este contexto, el uso de las energías renovables (ER) aparece como un elemento que contribuye a aumentar la seguridad energética del país, al diversificar su matriz energética ante la expectativa del encarecimiento y la volatilidad de las fuentes convencionales de energía, así como a mitigar las emisiones de gases efecto invernadero (GEI) y las graves consecuencias del cambio climático provenientes del uso de energéticos fósiles.<sup>2</sup>

En 2012 la capacidad total instalada a nivel mundial para la generación de energía eléctrica a partir de ER alcanzó un total de 1 471 GW, de los cuales el 67% fue aportado por centrales de energía hidráulica, el 19% por parques eólicos, mientras que el 12.44% está conformado por el aprovechamiento de energía solar fotovoltaica (6.8%) y biomasa (5.64%), la Gráfica 1 muestra la distribución porcentual de generación por tipo de energía.

---

1 Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, Departamento de las Naciones Unidas para Asuntos Económicos y Sociales, Consejo Mundial de Energía 2001, “Informe Mundial de Energía”

2 SENER 2012, “Prospectivas de Energías Renovables”



**Gráfica 1.- Distribución porcentual de generación por tipo de energía renovable.**

Las tendencias a nivel mundial se muestran en la Tabla , en la cual se muestra que el consumo de electricidad generada por fuentes renovables a nivel mundial creció un 8% durante el periodo 2009 – 2010. En este último año, se alcanzó un total de 4 154 TWh, lo que representa 22% de participación en el consumo total de energía eléctrica global. Las regiones que lideran en el consumo de ER son Asia-Pacífico (1 254 TWh), Norteamérica (841 TWh) y Europa (948 TWh).

**Tabla 1.- Consumo de energía renovable por región para generación eléctrica.**

Región	Consumo 2010 (TWh)	Crecimiento 2009-2010	Participación porcentual
Asia Pacífico	1 254	15%	30%
América del Norte	841	1%	20%
Europa	948	12%	23%
Centro y Sudamérica	736	2%	18%
Resto del Mundo	375	4%	9%
<b>Total</b>	<b>4 154</b>	<b>8%</b>	<b>100%</b>

Fuente: SE, "Energías Renovables", 2013.

La Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), pronostica que la demanda de energía basada en fuentes renovables crecerá significativamente. Se prevé que la Unión Europea y China demanden en conjunto el 26% del uso de ER en 2035, mientras que Estados Unidos, por su parte, cubrirá el 13% del total al mismo año, impulsado por políticas e incentivos al uso de electricidad proveniente de tecnologías limpias y a la producción de biocombustibles.

**Tabla 2.- Demanda de energía primaria renovable por región (TWh).**

Región	1990	2010	2035	2010 - 2035 (TMCA*)
<b>OCDE</b>	<b>3 222</b>	<b>5 152</b>	<b>16 201</b>	<b>4.70%</b>
<i>América</i>	<i>1 779</i>	<i>2 314</i>	<i>7 978</i>	<i>5.10%</i>
<i>Estados Unidos</i>	<i>1 163</i>	<i>1 524</i>	<i>6 071</i>	<i>5.70%</i>

Región	1990	2010	2035	2010 - 2035 (TMCA*)
<i>Europa</i>	1 140	2 419	6 199	3.80%
<i>Asia-Oceanía</i>	302	419	2 012	6.50%
<i>Japón</i>	174	209	1 035	6.60%
<b>NO OCDE</b>	<b>9 851</b>	<b>14 433</b>	<b>29 075</b>	<b>2.80%</b>
<i>Europa/Eurasia</i>	465	547	1 919	5.20%
<i>Rusia</i>	302	256	1 175	6.30%
<i>Asia</i>	5 780	7 862	16 422	3.00%
<i>China</i>	2 454	3 303	7 315	3.20%
<i>India</i>	1 628	2 117	3 896	2.50%
<i>Medio Oriente</i>	23	23	791	15.10%
<i>África</i>	2 279	3 943	5 815	1.60%
<i>Latinoamérica</i>	1 303	2 059	4 129	2.80%
<i>Brasil</i>	768	1 361	2 675	2.70%
<b>MUNDO</b>	<b>13 072</b>	<b>19 585</b>	<b>45 648</b>	<b>3.40%</b>
<i>Unión Europea</i>	861	2 140	4 466	3.00%

Fuente: Secretaría de Economía (SE), "Energías Renovables", 2013 TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual.

## 1.2 SITUACIÓN NACIONAL

México dispone de un potencial natural para la implementación de energías renovables alto, con un amplio portafolio de recursos (eólico, solar, geotérmico, biomasa e hídrico). En la actualidad existe en México potencial para la implementación competitiva de fuentes renovables, como lo demuestran los precios pagados en la licitación de la CFE por los parques eólicos de Oaxaca, la capacidad geotérmica instalada o la producción de biogás a partir de rellenos sanitarios en Nuevo León. México es por tanto una opción viable, rentable y atractiva para la industria renovable mundial, que mira cada vez con mayor interés a este país.<sup>3</sup>

Para el año 2012, en México la producción de energía primaria totalizo 9 073.83 PJ, 2.35% menor a la registrada en el 2011<sup>4</sup> (9292.51 PJ), del total de energía primaria producida el 88.54% corresponde a hidrocarburos, el 3.61% a carbón el 1.01% a nucleenergía, ver Tabla y Gráfica 2.

Del total nacional de energía primaria producida (9 073.83 PJ), la producción de ER representa el 6.85% el cual se integra por:

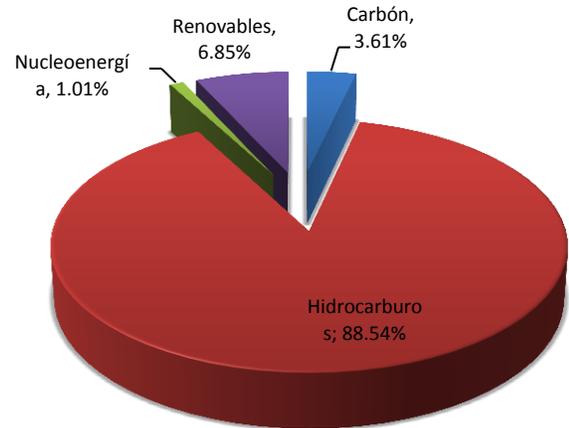
- 3.88% de biomasa (351.82 PJ);
- 1.26% hidroenergía (114.68 PJ);

<sup>3</sup> WWF, 2013, Plan integral para el desarrollo de las energías renovables en México 2013-2018

<sup>4</sup> El ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia. muestra la producción de energía primaria durante el periodo 2009 – 2012, según lo reportado por la SENER en el Sistema de Información Energética.

## ANÁLISIS DE LA FACTIBILIDAD DE OPORTUNIDADES EN LA MINI-APLICACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES SOLAR E HIDROELÉCTRICA, APLICADAS EN LA ZONA METROPOLITANA DE OAXACA

- 1.47% geoenergía (133.13 PJ) y
- 0.24% correspondiente a energía solar (6.67 PJ, 0.07%), energía eólica (13.12 PJ, 0.14%) y biogás (1.82 PJ, 0.02%),


**Tabla 3.- Producción de energía primaria, 2012.**

Descripción	Año	Estructura porcentual
	2012	Nacional
<b>Carbón</b>	327.69	3.61%
<b>Hidrocarburos</b>	8033.58	88.54%
<b>Nucleoenergía</b>	91.32	1.01%
<b>Renovables</b>	621.24	6.85%
<b>Total</b>	<b>9073.83</b>	<b>100%</b>

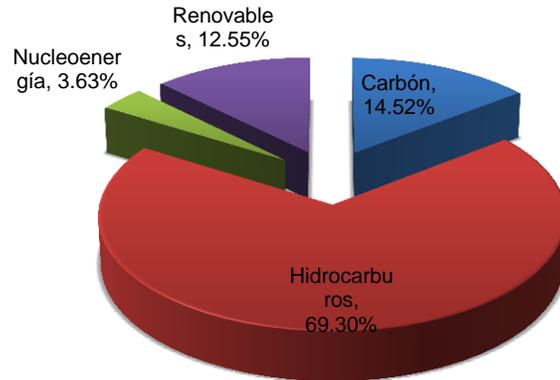
Fuente: SENER en el Sistema de Información Energética 2009-2012.

**Gráfica 2.- Distribución porcentual de la generación de energía primaria.**

La Gráfica 3 muestra el consumo de energía primaria utilizado para la generación de energía eléctrica:

**Tabla 4.- Consumo de energía primaria para generación eléctrica.**

Descripción	Año	Estructura porcentual
	2012	Nacional
Carbón	365.45	14.52%
Hidrocarburos	1744.45	69.30%
Nucleoenergía	91.32	3.63%
Renovables	315.88	12.55%
<b>Total</b>	<b>2517.10</b>	<b>100%</b>



Fuente: SENER en el Sistema de Información Energética 2009-2012.

**Gráfica 3.- Distribución porcentual del consumo de energía primaria para la generación eléctrica.**

Como se puede observar:

- El consumo de hidrocarburos totaliza el 69.30% del total de energía primaria para la generación eléctrica;
- El consumo de carbón representa el 14.52% del total de energía primaria para la generación eléctrica;
- El consumo de ER constituye el 12.55% del total de energía primaria para la generación eléctrica y
- El consumo de nucleoenergía corresponde al 3.63% restante.

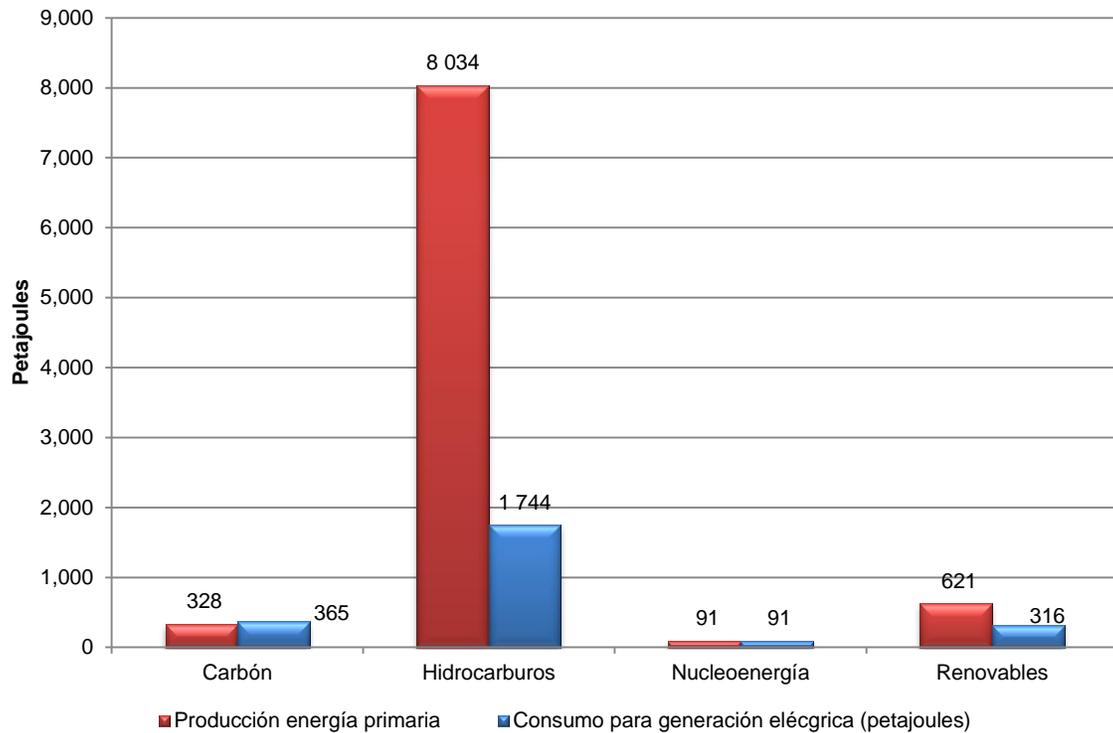
La relación existente entre la generación de energía primaria y el consumo para generación eléctrica<sup>5</sup> se muestra en la Gráfica , del total de energía primaria producida (9 073.83 PJ) en el 2012, se tiene que:

- Del total de carbón producido como energía primaria (329.69 PJ) se consume para generación eléctrica un 112% existiendo un excedente de consumo del 12% debido a las importaciones existentes.
- Del total de hidrocarburos producidos como energía primaria (8 033.58 PJ) se dispone el 21.71% para generación eléctrica

**5 El Anexo 4.-** Relación producción de energía primaria – consumo de energía para generación eléctrica durante el periodo 2009 – 2012. **muestra la relación producción de energía primaria – consumo para generación eléctrica para el periodo 2009 – 2012.**

ANÁLISIS DE LA FACTIBILIDAD DE OPORTUNIDADES EN LA MINI-APLICACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES SOLAR E  
 HIDROELÉCTRICA, APLICADAS EN LA ZONA METROPOLITANA DE OAXACA

- Del total de nucleoenergía producida como energía primaria (91.32 PJ) el 100% se consume para generación eléctrica
- Del total de ER producidas como energía primaria (621.24 PJ) el 50.85% se utiliza para generación eléctrica.



**Gráfica 4.- Relación producción de energía primaria vs consumo para generación eléctrica para el año 2012.**

## **2 JUSTIFICACIÓN**

Las repercusiones del cambio climático se manifiestan a escala global pero algunos países, entre ellos México, son especialmente susceptibles a dichos cambios. Las acciones de mitigación de los gases de efecto invernadero se llevan a cabo de manera local, por ejemplo por medio de la sustitución de combustibles fósiles con energías renovables. Ésta es una de las principales políticas de mitigación del Gobierno Mexicano junto a eficiencia en el transporte público. Al implementar proyectos urbanos de energías renovables se persiguen principalmente dos objetivos: la reducción del consumo de combustibles fósiles y la consecuente reducción de gases de efecto invernadero. Las energías renovables están limitadas tanto por el marco regulatorio existente del lugar donde se implementan, como de las características de potencial renovable del lugar. Hasta ahora no se cuenta con estudios de pre-factibilidad de proyectos urbanos de energías renovables (solar y mini-hidro) los cuales permitan evaluar de manera más clara los beneficios tanto económicos como ambientales que se derivan de la implementación de dichos proyectos. Este estudio pretende determinar la viabilidad técnica y económica de la tecnología solar-fotovoltaica, solar-térmica y mini-hidro en los sectores potenciales para dichos proyectos así como determinar el potencial de abatimiento de gases de efecto invernadero.

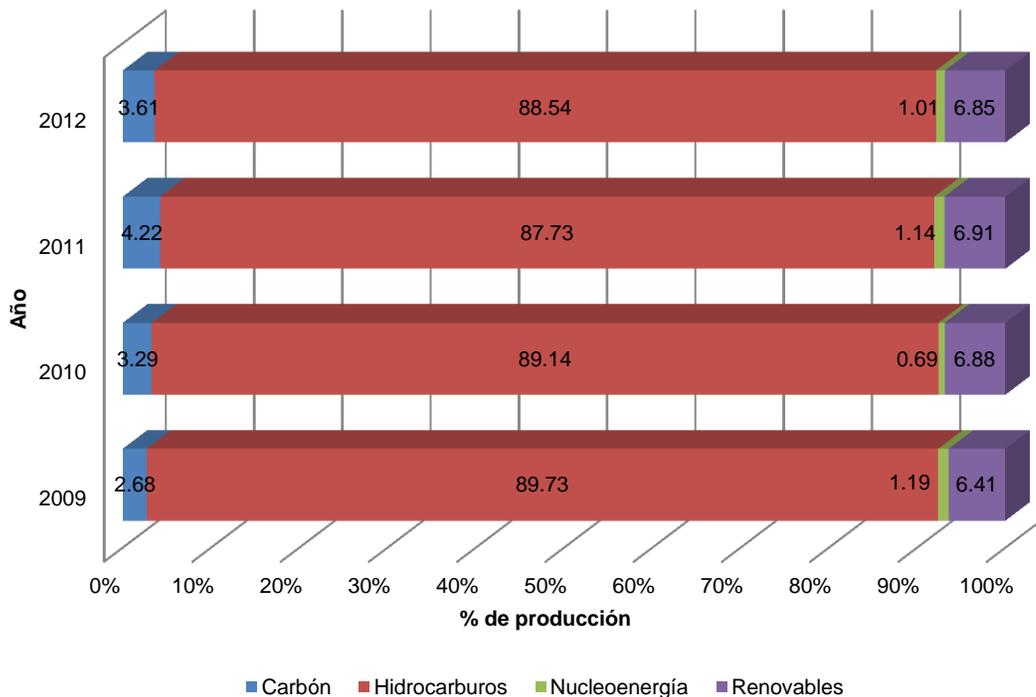
## **3 OBJETIVO PARTICULAR**

Evaluar la factibilidad de la implementación de energías renovables (fotovoltaica, solar-térmica e hidroeléctrica) en mini-aplicaciones en la Zona Metropolitana de Oaxaca y determinar el potencial de mitigación de gases de efecto invernadero a partir de dichas implementaciones.

## 4 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

### 4.1 ANTECEDENTES GENERALES

Actualmente la matriz energética está concentrada en fuentes de energía fósiles, es decir, petróleo, gas natural y carbón. En 2000, dichas fuentes representaron 92% de la producción total de energía primaria, principalmente el petróleo (70%) y el gas natural (20%). El cambio más relevante observado en la última década es la sustitución gradual del petróleo por gas natural. Desde el punto de vista de la oferta interna bruta de energía, las fuentes fósiles representaron 88.54% en 2012.



Fuente: Sistema de Información Energética, SENER.  
**Gráfica 5.- Producción de energía primaria por fuente.**

La participación de fuentes no fósiles sigue siendo reducida. Únicamente 6.85% de la producción total de energía primaria y 7.05% de la oferta interna bruta de energía (620.196 PJ) se cubrió con fuentes no fósiles en 2012. Es importante mencionar que parte de la disminución en la participación de las fuentes no fósiles en la oferta interna bruta se debe al menor consumo de leña<sup>6</sup>. A su vez, esto es resultado de una disminución en la población rural del país, que consume

<sup>6</sup> Ver ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia., en cual se muestra la disminución del consumo de leña durante el periodo 2009 – 2012.

primordialmente leña para satisfacer sus necesidades energéticas. Cabe señalar que en todos los sectores de la economía mexicana existen oportunidades importantes para contribuir a la diversificación de la matriz energética. En particular, dentro del subsector eléctrico existe un alto potencial de sustitución de fuentes primarias de energía.

A diferencia de otros subsectores, como el industrial o el transporte, en donde las cadenas productivas y las tecnologías existentes presentan cierta rigidez y dependencia hacia los combustibles fósiles, el eléctrico cuenta con la flexibilidad necesaria para transitar hacia una matriz energética más diversificada y confiable, a través de un portafolio de generación compuesto tanto por energías fósiles como no fósiles. Sin embargo, debe considerarse que en la medida en que se incrementen las fuentes renovables en el portafolio de tecnologías de generación, el costo de la expansión o de la producción de energía eléctrica incrementará.

#### **4.1.1 CAPACIDAD Y GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE FUENTES NO FÓSILES**

En junio de 2011 se reformó el Artículo transitorio segundo del Decreto por el que se reforma diversos artículos de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE). En dicho Artículo se especifica lo siguiente:

*“La Secretaría de Energía fijará como meta una participación máxima de 65 por ciento de combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica para el año 2024, del 60 por ciento en el 2035 y del 50 por ciento en el 2050”.*

Asimismo, en su inciso e), numeral II, del Artículo tercero transitorio, la Ley General de Cambio Climático, establece que, como parte de las acciones necesarias en materia de mitigación y adaptación:

*“La Secretaría de Energía en coordinación con la Comisión Federal de Electricidad y la Comisión Reguladora de Energía (CRE), promoverán que la generación eléctrica proveniente de fuentes de energía limpias alcance por lo menos 35 por ciento para el año 2024.”*

Por ello, de conformidad con ambos ordenamientos legales, la meta para 2024 consiste en lograr una participación de 35% en la generación de electricidad a partir de energías limpias (renovables, grandes hidroeléctricas, nuclear y tecnologías con captura y secuestro de carbono). Cabe señalar que de acuerdo

con la LAERFTE, las fuentes de energía renovable para generación de electricidad incluyen la hidroeléctrica<sup>7</sup>, la eólica, la solar, la geotérmica y la bioenergía.

Con el fin de apoyar el aprovechamiento de estas energías e impulsar la diversificación del uso de energía primaria para la generación de electricidad, se han desarrollado diversos instrumentos regulatorios como el banco de energía o esquemas de Temporadas Abiertas. En este sentido, la CRE convocó el 8 de agosto de 2011 a participar en las Temporadas Abiertas de reserva de capacidad de transmisión y transformación de energía eléctrica. Con ello, se asignó una capacidad de transmisión para proyectos eólicos de 1 130 MW en el Estado de Oaxaca; 1 166.5 MW en Tamaulipas y 987 MW en Baja California; cabe señalar que la correspondiente al Estado de Puebla se declaró terminada, atendiéndose con ello a los únicos proyectos hidroeléctricos de la zona, con una capacidad total a instalar de 78.58 MW.<sup>8</sup>

Además, el 22 de mayo de 2012 se publicaron las Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para generadores o permisionarios con fuentes de energías renovables o cogeneración eficiente. Con ello, se crean las condiciones para reconocer las características específicas de cada tecnología, con el propósito de que los costos de los proyectos resulten competitivos, en función con los recursos energéticos con los que cuenta el país; y permiten establecer y comunicar los requerimientos técnicos, administrativos y legales para la interconexión al SEN de las instalaciones de los generadores o permisionarios con fuentes de energía renovables o cogeneración eficiente.

Con la metodología de transmisión para fuentes de energía renovable y cogeneración eficiente, se establecen costos de porteo más atractivos, lo que hace más eficaz la generación y reduce el tiempo de financiamiento de los proyectos. En este sentido, el 22 de febrero de 2011 fue publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF) la Metodología para el cálculo de la eficiencia de los sistemas de cogeneración de energía eléctrica y los criterios para determinar la cogeneración eficiente. Para la acreditación de expertos que establezcan las condiciones de la determinación, el 16 de agosto de 2012 la CRE aprobó la resolución por la que se expiden las disposiciones generales para acreditar sistemas de cogeneración como “Cogeneración Eficiente”, así como el procedimiento de medición de variables para la evaluación de sistemas de cogeneración, mismos que deberán acreditar los Permisionarios que cuenten con un sistema de cogeneración eficiente.

---

**7** Se excluye del objeto de la LAERFTE, la regulación de la energía hidráulica con capacidad para generar más de 30 MW, excepto cuando a) se utilice un almacenamiento menor a 50 mil metros cúbicos de agua o que tengan un embalse con superficie menor a una hectárea y no rebase dicha capacidad de almacenamiento de agua.

**8** CRE 2012, Memoria Descriptiva, Temporadas abiertas de reserva de transmisión y transformación

Actualmente, se encuentran en desarrollo otros mecanismos de regulación, como las contraprestaciones<sup>9</sup> para adquisición de excedente generados a partir de fuentes renovables y se está trabajando en la revisión de la Metodología para valorar las externalidades del sector eléctrico con el objetivo de reflejar los alcances derivados de la reforma de junio de 2011 a la LAERFTE. De esta forma será posible la inclusión del costo de externalidades en la energía eléctrica utilizada para el servicio público.<sup>10</sup>

## 4.2 METODOLOGÍA DE TRABAJO

Para la realización del presente apartado se propone la siguiente metodología de trabajo:

---

**9 Mecanismos de remuneración por la energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables de energía y cogeneración. Para los casos de pequeña y mediana escala se realiza mediante la compensación automática de energía. Para los proyectos de mayor escala, el Permisionario puede decidir entre vender la energía sobrante al Suministrador o acumularla para meses posteriores.**

**<sup>10</sup> SENER 2012, Estrategia nacional para la transición energética y el aprovechamiento sustentable de la energía**

ANÁLISIS DE LA FACTIBILIDAD DE OPORTUNIDADES EN LA MINI-APLICACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES SOLAR E HIDROELÉCTRICA, APLICADAS EN LA ZONA METROPOLITANA DE OAXACA

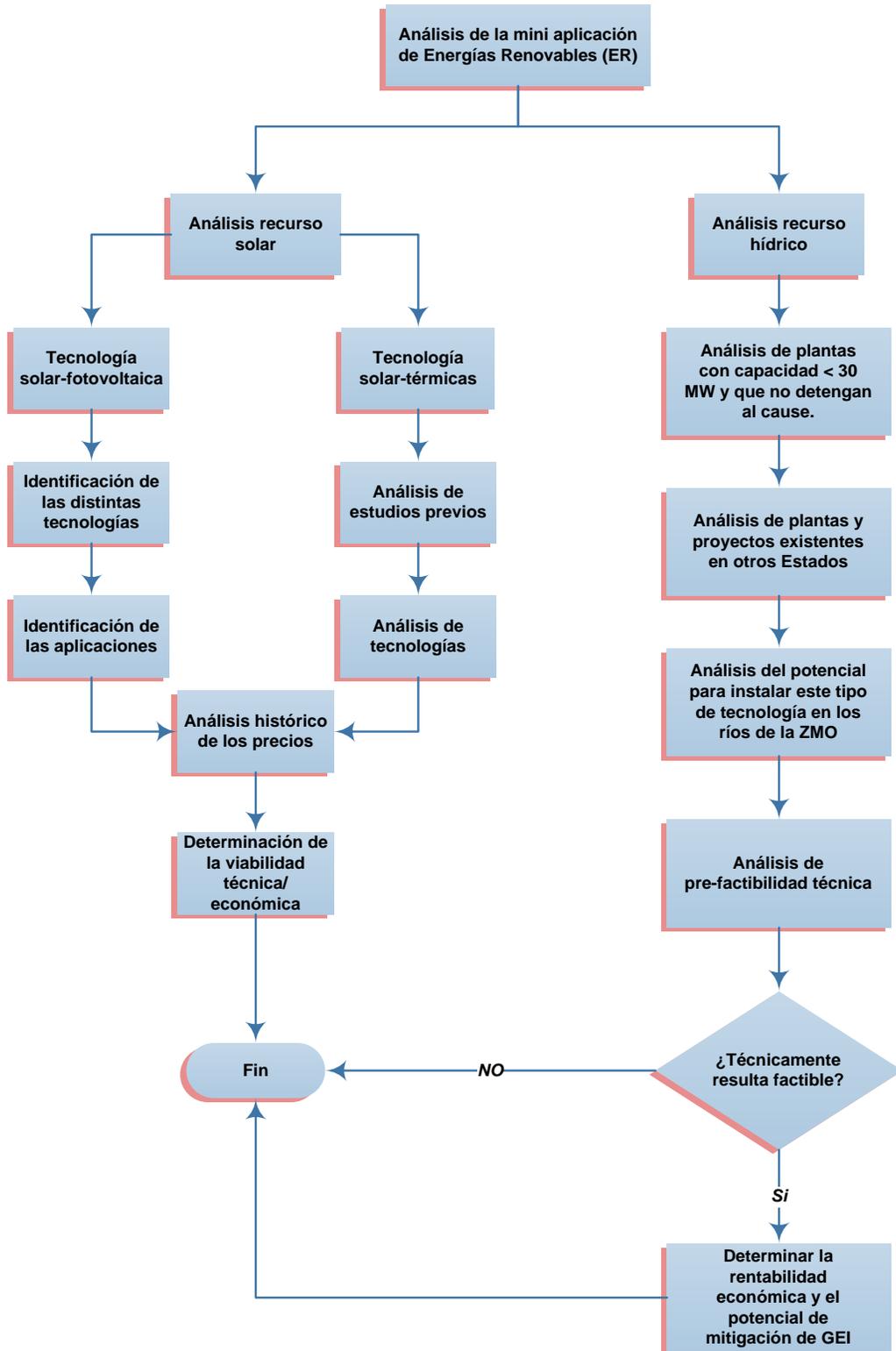


Figura 1.- Metodología de trabajo

Como se puede observar en la Figura 1, en este Apartado se evaluará la pre-factibilidad técnico-económica de la implementación de proyectos de energías renovables en aplicaciones pequeñas y micro según lo que permite la regulación actual al respecto (ver Anexo 1.- Marco legal y regulatorio). De acuerdo con las normativas e incentivos existentes a nivel federal y municipal, se analizará el potencial de mini aplicaciones de plantas generadoras de energía solar e hidráulica para generar electricidad de manera competitiva en comparación a los precios actuales para consumidores finales. Basado en los datos accesibles, se identificará el potencial de mitigación de gases de efecto invernadero por medio de la sustitución de combustibles fósiles con energías renovables.

En el caso de las tecnologías solares se analizará el recurso solar con el mayor detalle posible en la ZMO. En el caso específico de tecnología fotovoltaica es necesario tomar en cuenta los diferentes tipos de módulos, así como sus mejores aplicaciones y el estado del arte de las tecnologías. Se tomará también en cuenta el desarrollo histórico de los precios de energía aplicables a la ZMO con los cuales se generará un escenario base. Se realizará un modelo para determinar la viabilidad técnica/económica de proyectos pequeños fotovoltaicos tomando como referencia los resultados obtenidos del análisis realizado en la Universidad Tecnológica de los Valles Centrales de Oaxaca (UTVCO), en comparación con la línea base antes mencionada.

En el caso específico de las tecnologías solar-térmicas para mini aplicaciones se analizarán los estudios previamente realizados a nivel nacional y local para enmarcar el presente estudio. Se analizarán las tecnologías disponibles en México y sus principales características para determinar la más indicada al contexto del estudio. Del mismo modo, para determinar la línea base, se determinará el desarrollo histórico del costo de la fuente de energía primaria actual que se sustituiría con un calentador solar. Se desarrollará un modelo para determinar la rentabilidad de la implementación de calentadores solares de agua que sustituyan el uso de combustibles fósiles. El modelo se aplicará en el sector residencial, puesto que es uno de los sectores con mayor potencial de mitigación.

En el caso de las tecnologías hidro-eléctricas se tomarán en cuenta solamente las plantas cuya capacidad sea menor a 30 MW y que no detengan el cauce del agua. Dado que el número de plantas es más limitado, se tomarán referencias de otros Estados y se elaborará un inventario de las plantas y proyectos existentes así como de las posibles resistencias. Se analizará el potencial natural para instalar este tipo de tecnología en los ríos de la ZMO y de probarse la pre-factibilidad técnica, se determinará la rentabilidad económica y el potencial de mitigación de GEI a partir de dicha intervención en comparación a la media nacional de producción de energía eléctrica.

## 5 DESARROLLO DEL PROYECTO

El proyecto evalúa la factibilidad de tres tipos de energías renovables. Dos de las tecnologías renovables cuya implementación se evalúa en el presente estudio están directamente relacionadas con la radiación solar, por lo cual los antecedentes naturales serán revisados en manera conjunta. Tras la revisión de los aspectos generales y de las características solares del área de estudio se hace en este documento una evaluación específica de cada una de las tecnologías. Las evaluaciones de factibilidad técnica, económica y ambiental se harán separadamente.

Se contempla también el análisis de la factibilidad de plantas hidroeléctricas con una capacidad instalada menor a los 30MW según lo que establece el marco regulatorio energético. Se analiza la factibilidad dentro de la ZMO y se revisa de manera general la factibilidad de este tipo de proyectos en el estado de Oaxaca.

### 5.1 Análisis de potencial para tecnologías solares

Con el fin de evaluar la factibilidad técnica y económica de las tecnologías renovables solares: fotovoltaica y solar-térmica (calentadores solares de agua). Para determinar la factibilidad de los proyectos de energía renovable es necesario analizar las condiciones bajo las cuales se llevarían a cabo dichos proyectos desde diversos puntos de vista:

- Naturales: se revisa el potencial natural solar en el área de estudio.
- Técnico: se revisan las diferentes tecnologías disponibles
- Regulatorio: se revisan las normas y regulaciones respectivas a cada tecnología

#### 5.1.1 ANTECEDENTES DEL RECURSO SOLAR

México es uno de los países con mejor potencial para la aplicación de tecnologías de energía solar a nivel mundial, de acuerdo con la IEE (Institute of Electrical Investigations). La radiación normal directa (DNI por sus siglas en inglés) se ubica entre 4.7 kWh/m<sup>2</sup>/d y 6.3 kWh/m<sup>2</sup>/d. Solartronic<sup>11</sup> identifica la región de Oaxaca como una de las más atractivas del país para la implementación de tecnologías solares gracias a sus altas radiaciones durante todo el año.

A continuación diversas fuentes confirman la alta radiación solar directa en México. Existen pocos datos específicos para el estado de Oaxaca y aún menos

---

<sup>11</sup> Solartronic 2003, Irradiaciones Global, Directa y difusa en superficies horizontales e inclinadas para la república Mexicana

para la ZMO. En 2010, la Secretaría de Energía en conjunto con el Instituto de Investigaciones Eléctricas<sup>12</sup> puso a disposición del público un atlas virtual del cual se extrae el siguiente mapa:



Fuente: Elaboración propia a partir de ERRI V.  
**Figura 2.- Irradiación Global del estado de Oaxaca**

En el mapa se puede apreciar la radiación que recibe el estado de Oaxaca en forma global (irradiación difusa y directa) en promedio durante el año. Aunque ya se percibe que la irradiación es alta (mayor a la media Mexicana de 5 kWh/m<sup>2</sup>/día, que es alta en comparación a la media mundial) es difícil extraer de ella datos específicos para la ZMO, aun así se puede apreciar que las zonas con mayor irradiación directa son la zona oeste y noroeste del Estado mientras que las zonas que presentan una menor irradiación directa se encuentran en las colindancias con Chiapas y Veracruz, el atlas virtual ofrece información referida a la radiación global de algunas localidades del Estado las cuales se pueden apreciar en la Tabla .

**Tabla 5.- Irradiación global del municipio de Oaxaca de Juárez y comunidades aledañas.**

Localidad	Oaxaca de Juárez	Santa Lucía del Camino	Santa María Atzompa	Vígüera
Irradiación global (kWh/m <sup>2</sup> /día)	5.91	5.91	5.91	5.91

Fuente: Elaboración propia a partir de ERRI V.  
**Figura 3.- Irradiación Global del estado de Oaxaca.**

<sup>12</sup> IIE, 2010, Atlas Energías Renovables

La Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) cuenta con información referida a la irradiación global directa mensual, Tabla muestra los datos específicos reportados por CONUEE.

**Tabla 6.- Irradiación global directa mensual de la ZMO.**

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio anual
Irradiación global directa (kWh/m <sup>2</sup> /día)	4.9	5.7	5.8	5.5	6.0	5.4	5.9	5.6	5.0	4.9	4.8	4.4	<b>5.3</b>

Fuente: elaboración propia a partir de datos de CONUEE

## 5.2 ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE PROYECTOS FOTOVOLTAICOS EN LA UTVCO

Como anteriormente mencionado se revisará primero la factibilidad de la tecnología fotovoltaica tomando como base los datos de energéticos de la Universidad tecnológica de los Valles Centrales de Oaxaca (UTVCO). Con el fin de hacer el estudio de la manera más exacta posible, se tomarán los datos de demanda del Apartado III (Diagnósticos de eficiencia energética a 3 edificios públicos de Oaxaca y su proyección zona metropolitana) del Componente I. La metodología que se propone para evaluar tanto la viabilidad técnica como económica del proyecto fotovoltaico es el Costo Nivelado de Energía (LCOE por sus siglas en ingles), la cual en los últimos años se ha consolidado como una de las herramientas más importantes para comparar diferentes posibilidades de suministro de energía eléctrica.

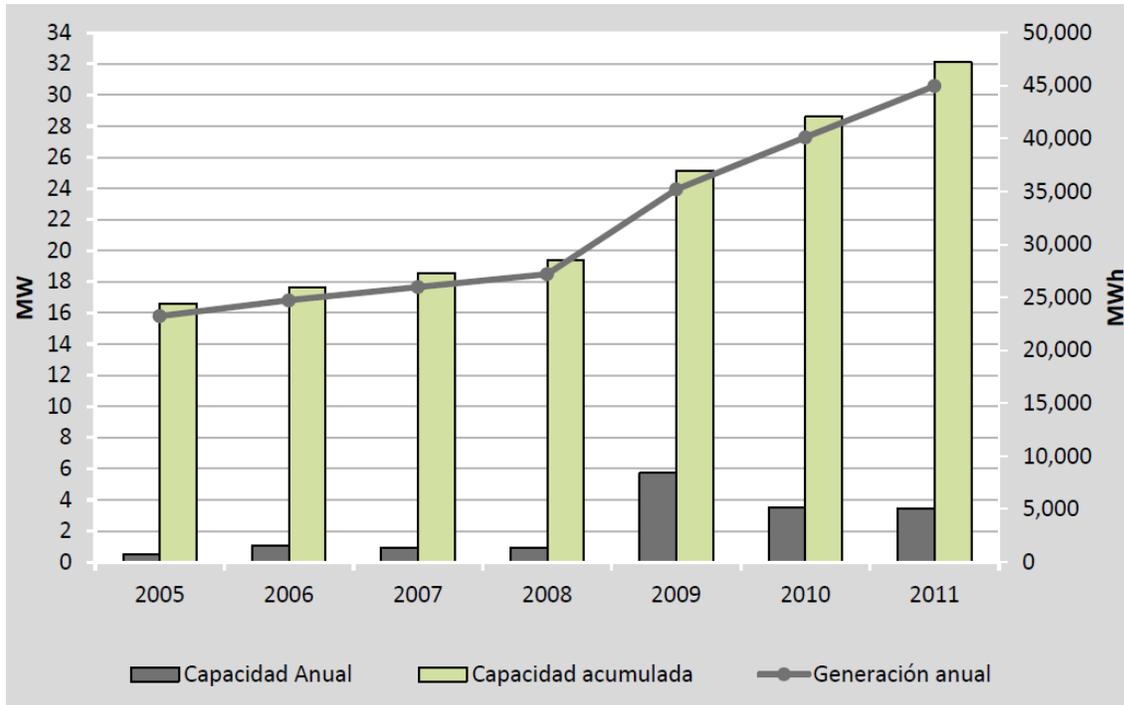
### 5.2.1 ANTECEDENTES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE PROYECTOS DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA

La situación actual nacional de la tecnología fotovoltaica se ha dado gracias al desarrollo de diversos programas e incentivos en los últimos años. Hasta 2006 la mayor parte de los sistemas fotovoltaicos instalados eran en aplicaciones aisladas (no conectadas a la red nacional)<sup>13</sup>. En ese entonces se contaba con menos de 1 MWp de capacidad instalada conectada a la red. Desde entonces y hasta 2012, los nuevos sistemas son en su mayoría (94%) interconectados a la red.

La Gráfica 6 muestra la evolución de la capacidad instalada de México. A pesar de que el incremento en la capacidad instalada no ha sido constante en los últimos 10 años, en la gráfica se aprecia que la producción de energía eléctrica a partir de proyectos fotovoltaicos se ha incrementado a casi el doble entre 2005 a 2011.

---

<sup>13</sup> PROSOLAR, 2012. Programa de Fomento de Sistemas Fotovoltaicos en México



Fuente: ANES a partir de datos de SENER, 2012.

**Gráfica 6.- Evolución de la capacidad instalada y generación de electricidad con sistemas FV en México.**

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra la capacidad total instalada por año para el periodo 2005 – 2011, así como el total acumulado.

**Tabla 7.- Aprovechamiento de energía solar mediante la implementación de módulos fotovoltaicos**

Tecnología	Capacidad total Instalado por año						
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Incremento en la capacidad instalada por año, respecto al año anterior (kW)	515.0	1 056.0	901.0	872.0	5 712.0	3 502.0	1 955.0
<b>Acumulado, módulos fotovoltaicos</b>	<b>16 577.0</b>	<b>17 633.0</b>	<b>18 534.0</b>	<b>19 406.0</b>	<b>25 118.0</b>	<b>28 620.0</b>	<b>30 575.0</b>

En 2006 la Secretaría de Energía por medio de la CONAE (hoy CONUEE) publicó el estudio “*Nichos de mercado para sistemas fotovoltaicos en conexión a la red*”

*eléctrica en México*<sup>14</sup> en el cual concluye que en ese momento el nicho con el potencial más grande se encontraba en el sector residencial. A pesar de que los costos de los sistemas fotovoltaicos han disminuido considerablemente, el estudio concluye que ya existían nichos para dichos sistemas en 2006. El programa PROSOLAR<sup>15</sup> del Gobierno Mexicano iniciado en 2012 tiene como meta fomentar la tecnología fotovoltaica, garantizar el crecimiento del mercado y servicios asociados y desarrollar un mercado local de dicha tecnología. Una de las actividades que llevó a cabo PROSOLAR fue la identificación y desarrollo de mecanismos incentivos y mecanismos financieros más factibles para impulsar el desarrollo en el sector residencial.

De acuerdo con PROSOLAR existen proyectos diversos en capacidad, sector y modalidad. Los mayores proyectos se encuentran en el norte de México donde la radiación es aún mayor que en Oaxaca. Entre ellos se encuentran proyectos de tipo comercial como el de Aguascalientes con una capacidad instalada de 174 kWp y el de Mexicalli en la modalidad de autoconsumo con una capacidad instalada de 220 kWp. El único proyecto identificado de tecnología fotovoltaica conectado a la red en el estado de Oaxaca se encuentra en Juchitán en el Centro Regional de Energía Eólica, el cual puede ser monitoreado en vivo desde la página de Sistemas Fotovoltaicos conectados a la Red.<sup>16</sup> De acuerdo con un estudio publicado por la Asociación Europea de la Industria Fotovoltaica<sup>17</sup> (EPIA por sus siglas en inglés) en 2010 México tiene el potencial para desarrollar en un escenario moderado una capacidad de 2 200 MWp hasta 2020 y de 8 100 MWp hasta 2030 MWp. De manera similar, el estudio publicado por CONUEE antes mencionado concluye que el nicho existente en 2009 era ya de 693 MWp<sup>18</sup>.

En el caso específico de la Ciudad de Oaxaca, el estudio concluye que los sistemas fotovoltaicos son rentables bajo las situaciones en ese momento (103 000 MXN/kWp) en el sector residencial para los domicilios de alto consumo (tarifa DAC). Sin embargo, los costos de implementación de proyectos fotovoltaicos han tenido una tendencia a la baja, por lo cual se estima que los nichos sean más atractivos que los mencionados por dicho estudio. La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra la tendencia del desarrollo de los costos de módulos fotovoltaicos en relación a la producción acumulada a nivel mundial. Este dato no debe confundirse con el costo por Watt instalado, puesto que no incluye diferenciales de precios en diferentes países así como costos de instalación,

---

<sup>14</sup> SENER, 2006. Nichos de mercado para sistemas fotovoltaicos en conexión a la red eléctrica en México

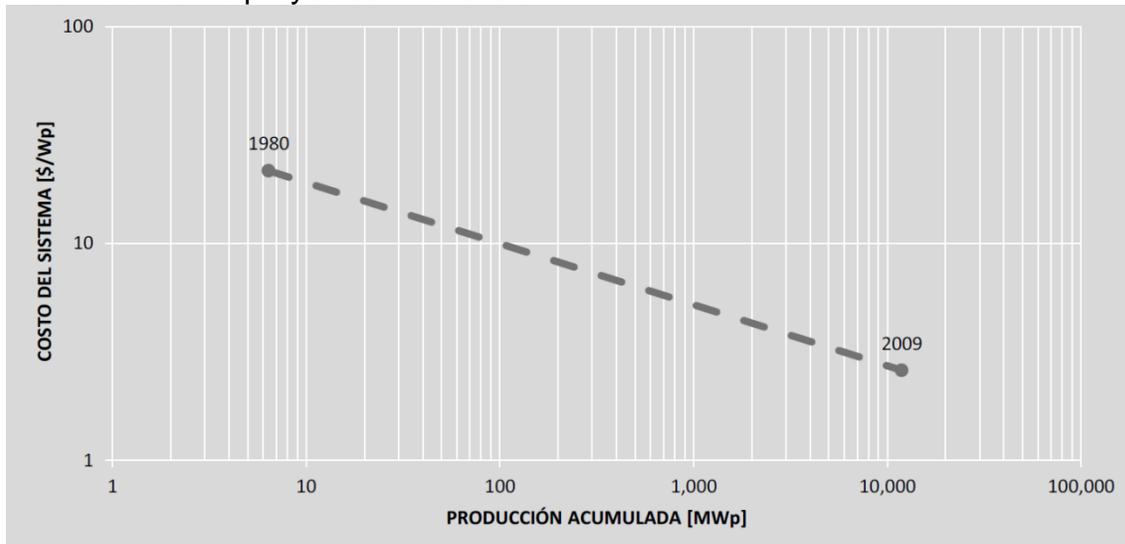
<sup>15</sup> PROSOLAR, 2012. Programa de Fomento de Sistemas Fotovoltaicos en México

<sup>16</sup> IIE, 2012. Proyecto Fotovoltaico

<sup>17</sup> EPIA, 2010. Unlocking the Sunbelt Potential of Photovoltaics

<sup>18</sup> CONUEE-GIZ, Nichos de Mercado para sistemas fotovoltaicos en conexión a la red eléctrica en México, 2009.

transformador, etc. pero da una idea de la disminución en los costos de las instalaciones de proyectos fotovoltaicos.



Fuente: EPIA 2004 Desarrollo del costo de los módulos fotovoltaicos (curva de aprendizaje) 1980 – 2009; Fuente: EPIA 2004.

**Gráfica 7.- Desarrollo del costo de los módulos fotovoltaicos (curva de aprendizaje) 1980 – 2009.**

### 5.2.2 ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS FOTOVOLTAICAS

Los módulos fotovoltaicos de hoy en día se encuentran en diversos tamaños entre los 50 Watts y 200 Watts. Generalmente los sistemas fotovoltaicos están compuestos, a parte de los módulos, de otros componentes como baterías, cables, inversores, sistemas de control y estructura de montaje. Las diferentes tecnologías de paneles fotovoltaicos difieren principalmente en los materiales de los cuales están hechos los módulos, y que se enumeran a continuación (Jacobson, 2008):

- Silicio mono-cristalino,
- Silicio amorfo (poli-cristalino),
- Telurio de cadmio,
- Seleniuro/sulfuro de cobre indio y galio.

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía a nivel mundial entre 85%-90% de los módulos actualmente instalados son de silicio cristalino, tanto mono-cristalino como poli-cristalino. Los paneles poli-cristalinos son más económicos que los mono-cristalinos, pues los últimos, a pesar de ser más eficientes, son más difíciles de producir. Otros tipos de módulos son los módulos fotovoltaicos concentrados, de película delgada (thin-film).

### 5.2.3 TARIFAS ELÉCTRICAS

En México las tarifas eléctricas se establecen de acuerdo a las condiciones climáticas de las regiones. Las tarifas dependen sobre todo de la temperatura mínima promedio durante el verano. Estas tarifas están también subdivididas por consumo de energía en esquema de escalera: a mayor consumo, más elevados los precios por unidad energética. En el caso de Oaxaca, donde la temperatura promedio mínima durante el verano es menor a 25°C, aplica la tarifa 1 en el sector residencial.

Dado que los proyectos fotovoltaicos por lo general toman algunos años para recobrar la inversión inicial, es necesario hacer estimaciones sobre el desarrollo de los precios de la energía que se dejan de consumir de la red. Con este fin, se desarrollaron cálculos que incluyen los precios tarifarios públicos por CFE (CFE, 2013) de los últimos 10 años: 2002-2012. A partir de éstos, se determina que los precios tarifarios a nivel nacional han incrementado entre 5% y 10% en el mismo plazo.

### 5.2.4 INCENTIVOS FEDERALES Y MUNICIPALES PARA PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

Por el momento no se identifican incentivos específicos para proyectos fotovoltaicos ni a nivel nacional ni municipal fuera de las oportunidades que plantea el marco regulatorio federal, como la depreciación acelerada. Por medio del Programa PROSOLAR, el Gobierno analiza posibles tipos de incentivos aplicables para la promoción de proyectos fotovoltaicos. Los mecanismos se analizaron de acuerdo a cinco criterios:

- a) Costos para el Estado,
- b) Costos de transacción para los privados,
- c) Eficacia,
- d) Certidumbre del mercado,
- e) Fortalecimiento del mercado.

De acuerdo con estos criterios, los mecanismos más atractivos y por consecuencia los más probables en ser puestos en acción son los siguientes:

- I) Créditos a tasas preferenciales,
- II) Créditos hipotecarios,
- III) Crédito a tasas de mercado con fondo de garantía,
- IV) Crédito a tasas de mercado,
- V) Crédito a tasas preferenciales con fondo de garantía.

Aunque no se ha determinado cuál de los anteriormente mencionados mecanismos será implementado, el programa PROSOLAR contempla en su plan de acciones para 2014 la *“mejora de las condiciones que hagan factibles los*

*nichos de mercado en usuarios del sector residencial (interés social y “rango alto”), el sector público (bombeo municipal de agua)”<sup>19</sup>.*

---

<sup>19</sup> PROSOLAR, 2012. Programa de Fomento de Sistemas Fotovoltaicos en México

### 5.2.5 BASES DE CÁLCULO

Dadas las altas condiciones naturales solares en Oaxaca, para determinar la factibilidad técnico-económica de posibles implementaciones, se aplicará la herramienta LCOE (Leveraged Cost of Energy) o costos nivelados de energía. El LCOE es una expresión del valor presente neto en relación al costo por kilo-watt hora. Ya que los proyectos de generación de energía tienen por lo general un tiempo de vida de veinte años o más, para evaluar la factibilidad de los proyectos es de suma importancia tomar en cuenta las variables que afectan la viabilidad en relación al tiempo. En este sentido, el LCOE representa un costo unitario de energía expresado en pesos entre kilowatts hora y representa una herramienta útil para comparar diferentes fuentes de generación de energía en cuanto a su eficacia técnico-económica.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{C}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{E}{(1+r)^t}} = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{I+O+M}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{E}{(1+r)^t}}$$

En donde:

- C: Costo [MXN]
- r: Tasa de Descuento [-]
- E: Energía [kWh]
- I: Inversión [MXN]
- O: Costos de Operación [MXN]
- M: Costos de Mantenimiento [MXN]
- T: Tiempo

Con el fin de determinar la viabilidad tecno-económica de un proyecto de energía eléctrica, el LCOE puede ser comparado con la opción que sería sustituida por ese proyecto. En el caso específico de Oaxaca, el LCOE de proyectos de energía solar fotovoltaica se comparan con los costos unitarios nivelados de la generación de energía por otros medios, en este caso, la generación por parte del sistema nacional energético. Dadas las características específicas relacionadas al paso del tiempo, tales como la tasa de descuento y la degradación de los paneles solares, así como la variabilidad de las tarifas de los costos de energía, es necesario contemplar la producción (o compra de energía en el caso base) en el momento en que serán consumidos y no sólo al momento de elaborar el estudio.

### 5.2.6 EL CASO BASE SIN SUSTITUCIÓN CON EL SISTEMA FOTOVOLTAICO

El caso base supone la compra de energía del sistema nacional de energía durante el periodo de vida del hipotético proyecto fotovoltaico. En este caso es

importante contemplar la variación de las tarifas aplicables al consumo de energía dado que han tenido una tendencia al alta en los últimos 20 años.

Para el presente estudio de implementación de sistemas fotovoltaicos en pequeña escala, se tomarán en cuenta los datos energéticos de inmuebles reales en la ZMCO mencionados en el Apartado III de eficiencia energética. En el caso de estudio de la Universidad Tecnológica de Valles Centrales de Oaxaca (UTVCO) la información de consumo energético se resume en la siguiente tabla:

**Tabla 8.- Datos energéticos de la UTVCO y tarifas aplicables a los diferentes horarios.**

Concepto	Cantidad	Unidad
Consumo Anual Promedio	57 393	kWh/año
Consumo Mensual Promedio	4 782	kWh/mes
Consumo en Punta	413	kWh/mes
Consumo en Intermedia	3 045	kWh/mes
Consumo en Base	1 323	kWh/mes
Costo de Energía en Punta	2.0808	MXN/kWh
Energía en Intermedia	1.2587	MXN/kWh
Energía en Base	1.0472	MXN/kWh

En el caso de la UTVCO el total de la energía eléctrica se consume del sistema nacional de energía por lo cual, al instalar un sistema solar fotovoltaico se sustituiría parte o el total del consumo de energía de la red. Tal y como se menciona en el Apartado III, las tarifas aplicables al consumo de energía varían de acuerdo a la hora de consumo. Así mismo, las tarifas han aumentado a lo largo del tiempo, lo cual tiene un impacto sobre la rentabilidad de la sustitución del consumo de energía de la red con un sistema fotovoltaico. La situación en la que no se sustituye el consumo de energía de la red con un sistema fotovoltaico debe contemplar dicho incremento tarifario para el consumo futuro. En el caso del sector público, basado en los últimos 12 años, el incremento anual en las tarifas ha sido de 8%. De este modo, la línea base o el costo unitario  $LCOE_{BASE}$  representa el precio nivelado de los pagos futuros por la energía consumida de la red nacional tomando en cuenta los incrementos tarifarios, durante el periodo en el que el proyecto fotovoltaico sustituiría el consumo.

Como anteriormente mencionado, para determinar la rentabilidad de la implementación de un sistema fotovoltaico, es necesario comparar los costos unitarios del sistema fotovoltaico ( $LCOE_{pv}$ ) con los costos unitarios de la línea base ( $LCOE_{BASE}$ ), en la cual no se implementa el proyecto fotovoltaico y por lo tanto se mantiene el consumo de la red. El  $LCOE_{base}$  se determinará con la siguiente fórmula:

$$LCOE_{BASE} = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{Energía \times Tarifa + Servicio}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{Energía}{(1+r)^t}}$$

La tarifa aplicable al consumo energético, como antes mencionado, ha incrementado con una tasa de 8% anual durante los últimos 12 años, por lo cual, el valor aplicable al consumo de energía de años futuros será calculada de la siguiente manera:

$$Tarifa = Tarifa\ Inicial (1 + Tar_{incr})^n$$

En donde la Tarifa Inicial es igual al costo ponderado por kWh calculado en el Apartado III y el incremento en la tarifa ( $Tar_{incr}$ ) es igual a 8%. De esta manera el LCOE calculado para el caso base, en el cual no se implementa un sistema fotovoltaico y en el cual el consumo de energía permanece constante es **LCOE<sub>BASE</sub> = 3,345 Pesos/kWh**.

### 5.2.7 MODELO LCOE DE SUSTITUCIÓN DE CONSUMO DE ENERGÍA DE LA RED CON UN SISTEMA FOTOVOLTAICO

El análisis de viabilidad de proyectos de energías renovables como la fotovoltaica, requiere de un análisis que contemple contemporáneamente las características técnicas del proyecto así como económicas. Por un lado, el rendimiento energético del proyecto está limitado tanto por capacidades técnicas (tecnología del módulo, eficiencia del módulo, pérdidas de eficiencia por calor, etc.) como por características meteorológicas específicas (radiación directa e indirecta). Estas características determinan a su vez la producción de energía del proyecto. Al mismo tiempo, las características técnicas tienen implicaciones económicas. Por ejemplo, los costos relacionados a la tecnología del módulo fotovoltaico varían hasta 40%. A su vez, la tecnología tiene implicaciones directas sobre la eficiencia del módulo, la cual puede variar hasta en un 30%. La eficiencia de los módulos a su vez determina el rendimiento energético del proyecto y la inversión inicial y por lo tanto influye de manera importante en su rentabilidad. De este modo, es importante contemplar tanto los aspectos técnicos como económicos dentro de un mismo modelo.

En el caso de las características técnicas del sistema fotovoltaico se tomarán en cuenta parámetros relacionados a la inversión inicial, costos de operación y

mantenimiento, tasa de descuento y la producción energética, los cuales a su vez están basados en otros parámetros. La siguiente tabla muestra los parámetros tomados en cuenta para determinar el LCOE del proyecto fotovoltaico:

**Tabla 9: Factores de influencia en el cálculo de LCOE y sus respectivas dependencias**

Inversión Inicial	Operación y Mantenimiento (O&M)	Tasa de descuento	Producción energética
Costo del capital (Costo del préstamo)	Costos fijos de O&M  Costos variables de O&M	Tasa interna de retorno  Tasa de interés	Capacidad instalada  Factor de planta  Eficiencia del sistema y pérdidas  Degradación del equipo  Condiciones meteorológicas

### 5.2.8 SITUACIÓN EN EL MARCO REGULATORIO

Antes de calcular la factibilidad del proyecto es necesario definir y situar el proyecto dentro del marco regulatorio mexicano. Éste determina el modelo de negocio al cual el proyecto fotovoltaico estará sujeto y determinará en parte también la rentabilidad del proyecto. El modelo de negocio y por lo tanto el marco regulatorio aplicable dependen de forma directa de la capacidad instalada del proyecto. En el caso de la sustitución del consumo de energía eléctrica de la red con un sistema fotovoltaico que tenga una capacidad instalada menor a 30 MW se considera como un proyecto de mediana o pequeña escala. La modalidad de “Fuentes de Energía y Cogeneración” en Mediana Escala también aplica para proyectos con capacidad instalada menor a 500 kW en Media Tensión, y no se requiere un permiso de la Comisión Reguladora de Energía (CRE). La desventaja de esta modalidad es que los excedentes de energía solo pueden ser compensados por medio de la metodología de contraprestaciones en Mediana Escala<sup>20</sup> y no tienen derecho a utilizar el banco de energía.

A partir de una capacidad instalada mayor a 500kW, el proyecto de producción de energía puede estar sujeto a la metodología de “Fuentes de Energía Renovable y Cogeneración eficiente” para Permissionarios. Esta modalidad permite hacer uso del banco de energía en el cual la energía generada en un determinado horario y

<sup>20</sup> SENER 2012, Contraprestaciones

por lo tanto a una determinada tarifa, pueden ser entregados a la red y requeridos en un periodo ulterior o “vendido” a la red por 85% del Costo Total de Corto Plazo.

### 5.2.9 CAPACIDAD INSTALADA PRELIMINAR

Resulta evidente que la capacidad instalada crítica a ser evaluada son 500 kW, dado que ésta determina la modalidad en la cual un proyecto hipotético de energía fotovoltaica podría ser aplicado. A partir de la capacidad instalada (500kW) y con las características técnicas, es posible determinar la producción de energía del proyecto. Aunque las características técnicas específicas del proyecto así como los métodos de cálculo serán explicados más adelante, es importante conocer en este punto cual sería la producción de energía de un proyecto de 500kW bajo las características específicas del Estado de Oaxaca y cuál sería su relación con la demanda energética del inmueble.

Como antes mencionado, la demanda anual de la UTVCO es en promedio 53 393 kWh/año. Bajo las siguientes características del sistema fotovoltaico y del entorno, la producción de energía eléctrica en AC sería de 770 000 kWh/año.

**Tabla 10: Producción y características de un proyecto hipotético con una capacidad instalada de 500 kW**

Concepto	Cantidad	Unidad
Capacidad Instalada	500	kW
Radiación solar	2 000	kWh/m <sup>2</sup> /año
Eficiencia de módulos	17,4	%
Factor de Planta	77	%
Superficie requerida para módulos	2 873,5	m <sup>2</sup>
Generación de energía sin perdidas	348	kWh/m <sup>2</sup> /año
Producción anual estimada por metro	267,96	kWh/m <sup>2</sup> /año
Producción anual	770 000	kWh/año

Bajo una suposición conservadora de la radiación solar por debajo del promedio estimado para el área de la ZMCO, la producción de energía de una planta fotovoltaica con una capacidad instalada de 500 kW generaría aproximadamente 770 000 kWh/año bajo las condiciones iniciales del proyecto (sin perdidas de eficiencia por daños o calor). Este estimado preliminar sobre la producción de energía bajo las condiciones específicas de la ZMCO representa casi 15 veces la demanda del inmueble. Aun cuando se podría considerar la opción de vender los excedentes de energía a la red para recuperar más rápidamente la inversión, la tabla anterior muestra también un factor determinante en el contexto de las plantas fotovoltaicas: el espacio requerido para los paneles. Una planta de 500 kW instalados requeriría un área estimada de al menos **2 873 m<sup>2</sup> lo cual excluye en el contexto de la UTVCO la posibilidad de llevar a cabo un proyecto**

**fotovoltaico de tales dimensiones.** Por lo tanto, la capacidad instalada del proyecto fotovoltaico se adecuará a la demanda específica de la UTVCO.

### 5.2.10 FACTORES DE EMISIONES

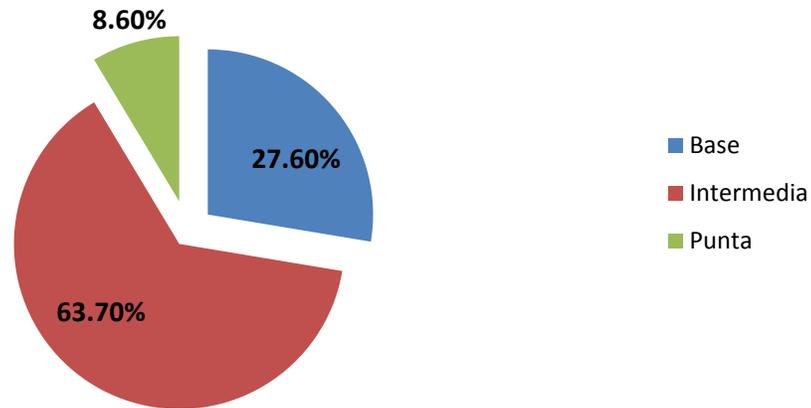
Los factores de emisiones considerados en este documento para la situación base, es decir, en la que no se implementa ningún proyecto, son los determinados en el apartado de electrificación pública. Puesto que la generación y transmisión de energía eléctrica es competencia de la Federación salvo en los casos mencionados en el subcapítulo de marco legal, el factor de emisiones contra el cual se compara la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables es el mismo que el utilizado para determinar los ahorros, por medio de la implementación de diversas tecnologías de alumbrado público. De acuerdo con lo antes mencionado, el dato es generado siguiendo con la metodología respectiva y su valor es **0,0004929 tCO<sub>2</sub>/kWh**. La metodología aplicada no toma en cuenta las emisiones derivadas en forma secundaria como podrían ser las emisiones derivadas de la producción del acero utilizado para las turbinas, por lo tanto el factor de emisiones para los tres tipos de energía renovable considerados en este estudio será equivalente a cero.

### 5.2.11 EVALUACIÓN ENERGÉTICA

Se estima que el consumo de energía del inmueble en la UTVCO mantenga un consumo de energía estable. Esto excluye las medidas de ahorro energético recomendado en el apartado III. De tal modo que la cantidad de energía eléctrica que consuma el inmueble y que no se genere por medio del proyecto fotovoltaico seguirá siendo consumido de la red. Como antes mencionado, el proyecto fotovoltaico pierde eficiencia en relación al tiempo. Se estima que las pérdidas anuales de eficiencia de un proyecto que cuente con un mantenimiento correcto son entre 1% y 3% anual. De este modo, a pesar de que inicialmente el proyecto fotovoltaico sustituya completamente el consumo de energía en el modelo la de la red, con el paso del tiempo, se consumirá también energía de la red pero en mucho menores cantidades.

De acuerdo con el análisis de consumo del Apartado III, los costos de energía no solo se derivan del consumo de energía neto, sino también hay costos fijos que se reflejan en el “costo medio de kWh para UTVCO”, los cuales se derivan de los cargos de servicio, etc. Dado que el caso de implementar un proyecto fotovoltaico el inmueble permanece conectado a la red eléctrica, los costos fijos por servicio no pueden ser reducidos, peor es necesario tomar en cuenta que el diferencial entre el “costo medio de kWh” y el “costo ponderado de kWh” no refleja exactamente los costos fijos, puesto que incluye variables que dependen del consumo, tales como

el IVA. El consumo de energía del inmueble, como analizado en el Apartado III, se divide en 3 tipos de consumo: base, intermedio y punta. El consumo de energía del inmueble es principalmente durante el periodo intermedio como se aprecia en la siguiente gráfica:



**Gráfica 8.- Consumo de energía de la UTVCO según horario.**

Los periodos de consumo están oficialmente establecidos por Región y para la ZMCO aplican los horarios que se refieren a la *Región Central, Noreste, Noroeste, Norte, Peninsular y Sur*<sup>21</sup> y que se distribuyen como se muestra en la siguiente tabla de abril a octubre:

**Tabla 11- Distribución de horarios de consumo durante el verano**

Día de la Semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a viernes	0:00 – 6:00	6:00 – 20:00 22:00 – 24:00	20:00 – 22:00
Sábado	0:00 – 7:00	7:00 – 24:00	
Domingo y festivo	0:00 – 19:00	19:00 – 24:00	

Y de la siguiente manera de octubre a abril:

**Tabla 12.- Distribución de horarios de consumo durante el invierno**

Día de la Semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a viernes	0:00 – 6:00	6:00 – 18:00 22:00 – 24:00	18:00 – 22:00
Sábado	0:00 – 8:00	8:00 – 19:00 21:00 – 24:00	19:00 – 21:00
Domingo y festivo	0:00 – 18:00	18:00 – 24:00	

<sup>21</sup> CFE, 2013-2014, Tarifa horaria para servicio con demanda de 100kW o más  
[http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas\\_negocio.asp?Tarifa=HM](http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_negocio.asp?Tarifa=HM)

En el marco de un proyecto fotovoltaico resulta importante tomar en cuenta los horarios en los cuales se consume la mayor cantidad de energía puesto que la producción energética del sistema puede estar sujeta también al horario, en caso de que la capacidad instalada del proyecto sea mayor a 500kW. En el caso de que la capacidad instalada no exceda los 500 kW el horario también resulta importante, puesto que la energía que será sustituida por el proyecto fotovoltaico está limitada a ser durante las horas del día con radiación solar. Como se aprecia en la gráfica anterior, el 63% del consumo de energía de la UTVCO es durante el periodo intermedio. Es exactamente durante este periodo que la producción de energía del proyecto fotovoltaico se generaría.

## **5.2.12 ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD**

La factibilidad del proyecto tiene dos componentes principales: técnicos y económicos. A continuación se revisan ambos componentes en relación a la generación de energía a partir de un proyecto fotovoltaico

### **5.2.12.1 FACTIBILIDAD TÉCNICA**

De acuerdo a lo determinado anteriormente en la situación específica del marco regulatorio, un proyecto con una capacidad instalada mayor a 500 kW resulta inadecuado para el caso de la UTVCO tanto por el diferencial entre demanda y producción de energía como por la extensión necesaria para llevar a cabo el proyecto. Estas limitantes aún no incluyen las limitantes económicas de inversión inicial, las cuales son consideradas como las mayores barreras de los proyectos de energías renovables.

Para determinar el tamaño del proyecto que sería más adecuado a la demanda del inmueble, es necesario primero hacer algunas suposiciones técnicas del sistema. Éstos determinan la producción de energía que el proyecto tendría en el caso de ser instalado. Las principales características a definir son la tecnología del módulo (Mono-cristalina, poli-cristalina, láminas de silicio, etc.), inversor y aplicación de rastreador de sol unidireccional o bidireccional.

#### *5.2.12.1.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO*

Como anteriormente mencionado en los antecedentes, existen diversos tipos de tecnologías fotovoltaicas de las cuales las dos más implementadas son las variaciones de la tecnología cristalina de silicio. De acuerdo con la EPIA<sup>22</sup> esta tecnología abarca 90% del mercado en México. Dentro de este tipo de tecnología, a pesar de tener una eficiencia más baja, la tecnología poli-cristalina de silicio es la tecnología mayormente utilizada gracias a que la producción de éstos resulta

---

<sup>22</sup> EPIA, 2010. *Unlocking the Sunbelt Potential of Photovoltaics*

más económica, lo cual se ve reflejado en el precio final. De este modo, los módulos utilizados para el proyecto hipotético serán de tecnología de silicio policristalino, los cuales de acuerdo con Kreutzmann<sup>23</sup> tienen una eficiencia media de 17,4%. Se espera que el factor de conversión sea de 77%<sup>24</sup>, el cual incluye pérdidas por suciedad, fallas en módulos y la eficiencia del inversor.

#### 5.2.12.1.2 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

La capacidad instalada se determinó a partir de la demanda energética del inmueble y en función de los parámetros técnicos de la siguiente manera:

$$Capacidad\ Instalada_{pv} = \frac{Demanda_{Tot}}{DNI \times Conversion}$$

**Tabla 13: Dimensionamiento teórico del sistema fotovoltaico**

Concepto	Valor
Demanda <sub>Tot</sub>	53 393 kWh/año
Direct Normal Irradiation (DNI)	2200 kWh/m <sup>2</sup> /año
Factor de Conversión (Conversion)	77%
Area requerida	185 m <sup>2</sup>
Capacidad Instalada <sub>pv</sub>	31.51 kW

El área requerida para el proyecto fotovoltaico se calcula de la siguiente manera:

$$Area_{Tot} = \frac{Capacidad\ Instalada_{pv}}{\epsilon_{pv}}$$

Donde  $\epsilon_{pv}$  es la eficiencia de los módulos fotovoltaicos, aquí 17,4%<sup>25</sup>.

Dadas las características de los sistemas fotovoltaicos las cuales están limitadas por los tamaños de los módulos, se tomará en cuenta para el sistema fotovoltaico una capacidad instalada de 35 kW los cuales requieren un área de alrededor de 200 m<sup>2</sup>. Dicha capacidad sustituiría en el primer año el consumo completo de energía de la red. Para dicha implementación bastaría el área de los techos, como se puede ver en la Ilustración 3 del apartado III.

#### 5.2.12.2 FACTIBILIDAD ECONÓMICA

La factibilidad económica del proyecto fotovoltaico está directamente relacionada tanto a los aspectos técnicos del proyecto como con el marco legal bajo el cual se

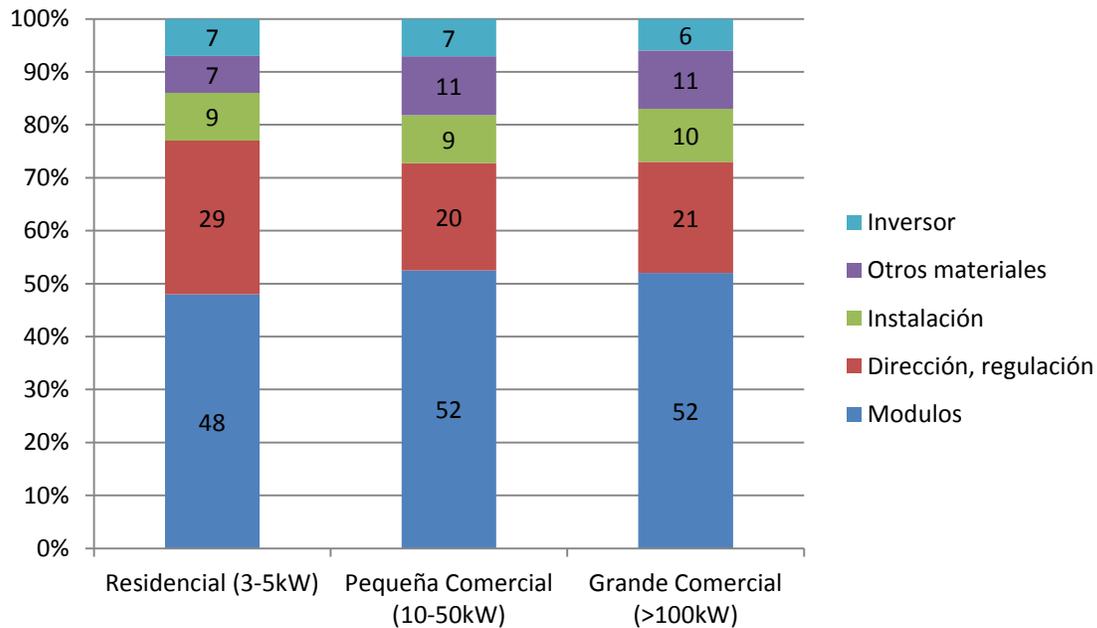
<sup>23</sup> Kreutzmann, 2008. Multicrystalline: Best-in-class commercial module efficiencies

<sup>24</sup> NREL, 2011. PV Watts: California.

<sup>25</sup> Kreutzmann, 2008. Multicrystalline: Best-in-class commercial module efficiencies

implemente el proyecto y las suposiciones económicas relacionadas a las características financieras del proyecto.

Como se muestra anteriormente en este documento, los costos de los proyectos fotovoltaicos se han reducido en los últimos años. En este documento se toma un precio conservador del costo por kW instalado en Oaxaca para un proyecto menor a 500 kW de 40 000 MXN. A pesar de que existen proyectos fotovoltaicos más económicos por kilo Watt instalado, se tomó la media de cotizaciones en México. La mayor inversión relacionada a ellos es la inversión inicial la cual consta principalmente de los siguientes cinco aspectos: Dirección y costos relacionados a la regulación, costos de instalación, inversores y módulos. La distribución de estos componentes varía de acuerdo a la capacidad instalada del proyecto.



**Gráfica 9.- Costos porcentuales de componentes en Proyectos Fotovoltaicos. Elaboración propia a partir de Price and Margolis, 2011**

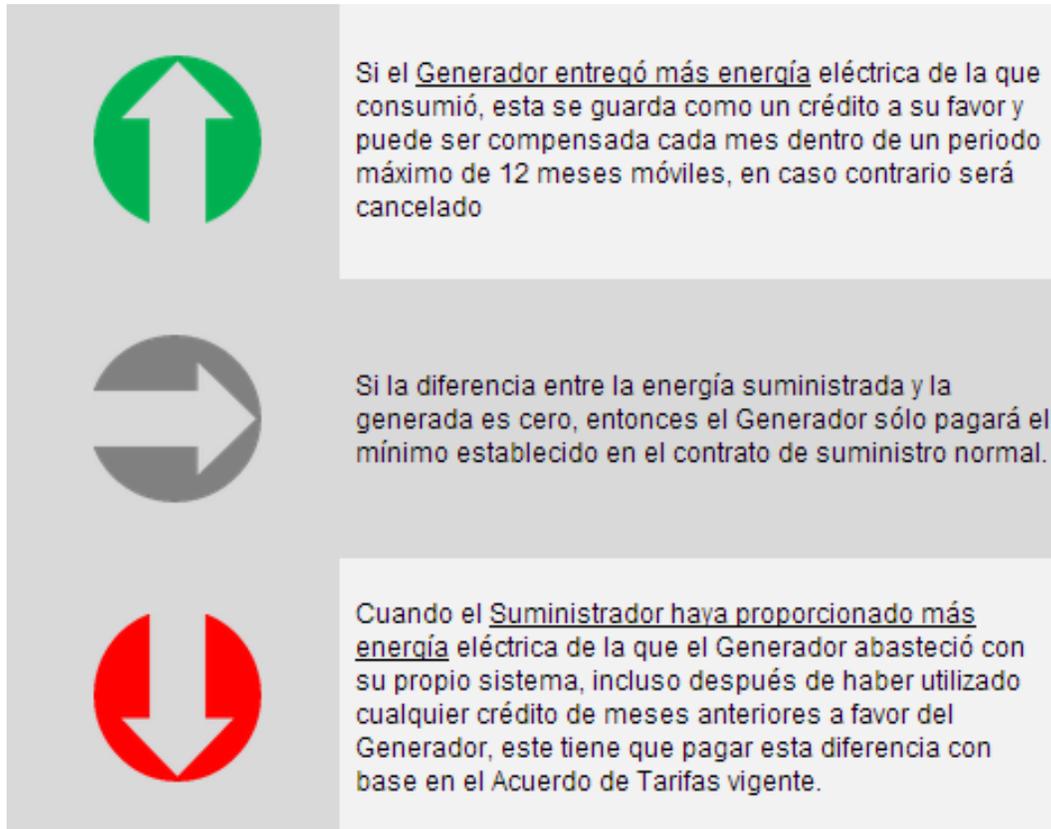
Para el proyecto que se propone dentro del marco de este estudio, los costos porcentuales que se considerarán son los de “pequeña comercial” para una capacidad instalada de entre 10-50kW. Más allá de los costos de inversión, los costos de operación y mantenimiento (O&M) también representan una parte importante de la factibilidad económica de los proyectos fotovoltaicos. Dentro de estos costos debe considerarse por ejemplo el remplazo del inversor, el cual tiene normalmente un tiempo de vida de entre 7 y 10 años, mientras que el resto del sistema tiene un tiempo de vida de entre 20-30 años dependiendo del mantenimiento que se le dé al sistema. Actualmente existen también módulos que incluyen un micro inversor integrado, lo cual reduce el riesgo de pérdidas de

energía en cadena por sombras o suciedad. Dicha tecnología es reciente y a pesar de que se han tenido experiencias favorables en Australia y EUA, los precios son competitivos solo en proyectos de gran envergadura. Dado que los costos de O&M no se han documentado de manera tan sistemática como los costos de inversión, existen pocos datos al respecto. El sistema fotovoltaico para el cual se llevó a cabo el modelo de LCOE tiene las siguientes características:

**Tabla 14: Dimensionamiento de sistema fotovoltaico real**

Concepto	Valor
Demanda <sub>Tot</sub>	53 393 kWh/año
Direct Normal Irradiation (DNI)	2200 kWh/m <sup>2</sup> /año
Factor de Conversión (Conversion)	77%
Area requerida	185 m <sup>2</sup>
Capacidad Instalada <sub>pv</sub>	35 kW

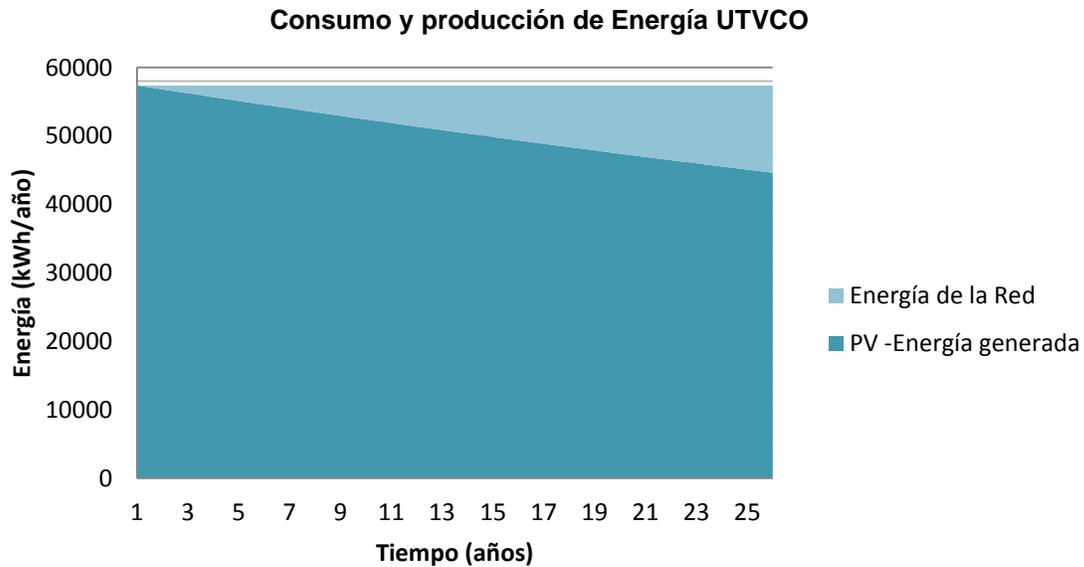
El marco regulatorio mexicano establece que los proyectos con una capacidad instalada menor a 500kW no necesitan un permiso especial de la Comisión Reguladora de Energía pero tampoco se les permite portear la energía producida, es decir, la energía que se produce en la UVTCO tiene que ser consumida en el mismo inmueble o entregada a la red para ser consumida en un futuro con una ventana temporal de un año. Por esta razón, los proyectos menores a 500 kW no tienen costos de inter-conexión, los cuales si aplican para proyectos mayores a dicha capacidad instalada. La regulación permite a proyectos pequeños conectados a la red a ingresar la energía excedente producida al sistema nacional y recuperarlo en otro momento, como lo expresa la siguiente imagen.



Fuente: <http://www.renovables.gob.mx/>.

**Figura 4.- Interconexión a la Red con capacidad instalada menor a 500kW**

El consumo y la producción de energía incluyendo el proyecto fotovoltaico para la Universidad de los Valles Centrales de Oaxaca se ven reflejado en la siguiente figura. Como antes mencionado, una de las suposiciones es que el consumo de energía sea constante durante los próximos años y se incluye una tasa de deterioro del sistema fotovoltaico de 1% anual. Bajo estas condiciones la relación consumo-producción energético se muestra esquemáticamente en la siguiente gráfica:



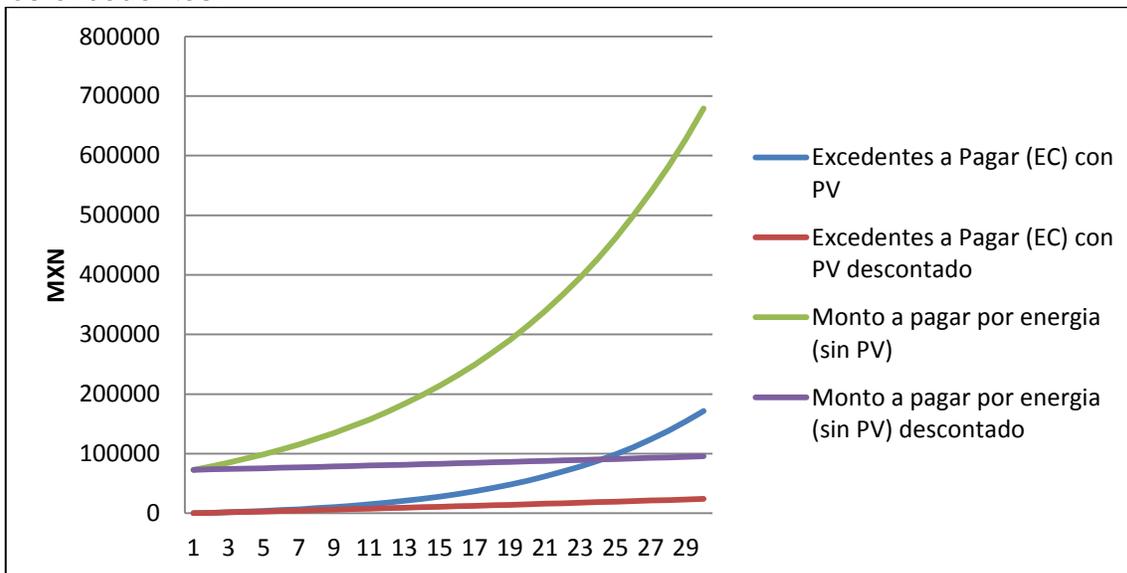
**Gráfica 10.- Consumo hipotético de energía de la Red y producción eléctrica a partir de fotovoltaica para la UTVCO**

Como se muestra en la figura anterior la producción de energía del sistema fotovoltaico cubre la demanda solo en el primer año. A partir del segundo, tomando en cuenta una pérdida anual en la eficiencia del sistema fotovoltaico, se necesitará consumir de nuevo energía de la red. Los costos derivados de la compra de energía de la red deben ser incluidos en el de LCOE. La fórmula del LCOE utilizada para dicho proyecto es la siguiente:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{C}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{E}{(1+r)^t}} = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{I + O + M + CE}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{E}{(1+r)^t}}$$

La ecuación incluye un nuevo elemento: los costos por consumo de energía de la red: **CE**. Como se aprecia en la figura anterior, la energía consumida de la red representa en el último año 25% del consumo total y por lo tanto tiene que ser considerado. Del mismo modo que en el cálculo de LCOE de la situación base, se estima que las tarifas eléctricas continúen la tendencia de precios de los últimos 12 años, los cuales han sido al alza. Si se deseara elevar la capacidad instalada para que el consumo de energía fuera nulo tras la vida útil del proyecto, el excedente de energía tendría que ser consumido en los próximos 12 meses o sería cancelado, de acuerdo al marco regulatorio aplicable a proyectos con capacidad instalada menos a 500 kW. Por otro lado, la inversión inicial se elevaría

lo cual bajaría la rentabilidad del proyecto, dado que no se obtienen ganancias de los excedentes.



**Gráfica 11.- Montos por concepto de energía en vida útil del proyecto**

La gráfica anterior muestra el costo a pagar por el consumo de energía bajo el mismo comportamiento de consumo de energía en sus diferentes tarifas (base, intermedia y punta) y con la misma tendencia de un incremento en las tarifas de 8%. Es importante mencionar que, dado que el incremento en los precios de energía incluye inflación, el modelo arroja datos muy elevados para el caso de no implementar el proyecto fotovoltaico. Al mismo tiempo, el gráfico da una idea de la distorsión de la estimación sobre la viabilidad económica del proyecto si no se toman en cuenta las tendencias de incremento del mercado eléctrico en el tiempo, es decir de los métodos estáticos. Ambos casos, tanto el descontado como el sin descontar, exhiben menores costos por el concepto de energía. Esto se debe al menos consumo de energía de la red pero no refleja los costos reales que se presentan al inmueble, puesto que los costos del sistema fotovoltaico no se ven representados en la gráfica.

Tomando en cuenta el marco regulatorio y los parámetros mencionados anteriormente tanto técnicos como económicos, al insertarlos en la modelo LCOE descrito con anterioridad, finalmente, el  $LCOE_{pv}$  del proyecto fotovoltaico es **2,38 MXN/kWh**. Este monto incluye las mismas suposiciones financieras (tasa de descuento, etc) aplicadas al  $LCOE_{base}$  que tiene un monto de **3,34 MXN/kWh**. Bajo las condiciones mencionadas, el proyecto fotovoltaico representa una oportunidad de ahorro tanto económico como ambiental, puesto que el proyecto durante su tiempo total de vida evitaría la emisión de 757,16 toneladas de  $CO_2$  por la

sustitución de la producción de energía a partir de combustibles fósiles con un sistema fotovoltaico. Es importante mencionar que el modelo de Costo Nivelado de Energía (LCOE por sus siglas en inglés) es sensible a las variables financieras (tasa de descuento, etc.) por lo cual antes de tomar decisiones al respecto es necesario corroborar con entidades financieras los valores de dichas variables.

### 5.2.13 PROYECCIÓN DE BENEFICIOS

Los beneficios de la implementación de proyectos fotovoltaicos se pueden dar en tres dimensiones: beneficios económicos, ambientales y didácticos. Dentro de este estudio las dos primeras dimensiones se estudiaron en específico pero la tercera dimensión, la didáctica, es también apta en el marco de la Universidad Tecnológica de los Valles Centrales de Oaxaca.

#### 5.2.13.1 PROYECCIÓN DE BENEFICIOS ECONÓMICOS

Como se describe en el estudio previo, los beneficios económicos de los proyectos fotovoltaicos están estrechamente relacionados con las características específicas del caso en el que se implementa el proyecto. No solo las características naturales (por ejemplo la radiación solar) definen la viabilidad económica de los proyectos fotovoltaicos sino también el modelo de negocio elegido, el cual está delimitado por la regulación de inter-conexión mexicana y las características técnicas (tipo de celdas, etc.). El modelo de negocio no necesariamente tiene que ser el aplicado en el ejemplo de este estudio y puede estar dirigido al cambio de tarifa energética por medio de la reducción media de consumo energético. Éste es el caso de muchos usuarios que, debido a su alto consumo de energía, pagan la tarifa más alta (Ej. Tarifa DAC).

Otra característica determinante de los proyectos fotovoltaicos es el tamaño del proyecto. Como se muestra en el ejemplo de la UTVCO, la capacidad instalada crítica son 500 kW. A partir de esta capacidad instalada generalmente cambia el modelo de negocio puesto que a partir de dicha capacidad es posible portear la energía y hacer uso del banco de energía. Dentro de los casos revisados de inmuebles públicos de la ZMCO la demanda energética era insuficiente para un proyecto fotovoltaico de tales dimensiones. Dada la economía de escalas de proyectos fotovoltaicos, en el proyecto de la UTVCO se propone el proyecto más grande en el cual no se pierde la energía generada, es decir, el proyecto que en el primer año cubre totalmente la demanda energética del inmueble. Por último, una variable muy importante dentro de los cálculos de la viabilidad económica de los proyectos fotovoltaicos es la tasa de incremento de la energía comprada de la red.

El ejemplo de la UTVCO muestra que bajo las suposiciones mencionadas el costo de la energía del proyecto fotovoltaico (2,38 MXN/kWh) resulta casi **un peso por**

**kilo Watt hora más atractivo desde un punto de vista económico** que seguir comprando la energía de la red (3,34 MXN/kWh) durante la vida útil del proyecto.

Lo anteriormente mencionado no implica necesariamente que los ahorros se verán reflejados a corto plazo, al contrario, el LCOE muestra de manera más adecuada los beneficios a largo plazo del proyecto. La decisión si implementar un proyecto fotovoltaico debe ser tomada cuidadosamente y en relación a otras opciones posibles dado que la inversión inicial y por lo tanto el costo del capital de proyectos de fotovoltaicos puede ser muy elevado. Programas de ahorro de energía y eficiencia energética pueden resultar más eficientes desde un punto de vista tanto económico como medio ambiental. Por otro lado, como anteriormente mencionado, es posible que el Gobierno Federal ponga a disposición fondos hipotecarios o instrumentos financieros que permitan disminuir la inversión inicial y promuevan la competitividad de los proyectos fotovoltaicos.

#### **5.2.13.2 PROYECCIÓN DE BENEFICIOS AMBIENTALES**

México tiene como meta reducir la participación al cambio climático y por la tanto la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero. Los proyectos fotovoltaicos, como parte de las energías renovables, ayudan a alcanzar las metas establecidas, puesto que reducen la emisión de GEI. Los beneficios ambientales se derivan de la sustitución de la quema de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica con un proyecto fotovoltaico. La energía que originalmente se compraría de la red y la cual en su mayoría es generada a partir de combustibles fósiles, es reemplazada por la energía generada a partir de la energía solar, por medio de módulos fotovoltaicos.

En el caso de la UTVCO, el proyecto fotovoltaico sustituiría en un inicio demanda completa de energía del inmueble. Dado que los módulos fotovoltaicos se deterioran debido a las condiciones climáticas y al deterioro del sistema, se prevé que el sistema pierda hasta un 25% de la eficiencia dentro de los 30 años para el cual fue calculado el sistema. De este modo, la carga sustituida por el proyecto fotovoltaico equivale al 87% de la demanda total durante la vida del proyecto. Dicha sustitución de **producción de energía eléctrica a partir de módulos fotovoltaicos representa un ahorro total de 757,16 toneladas de CO<sub>2</sub>**.

A pesar que los beneficios medioambientales se pueden replicar de la misma manera en otros proyectos fotovoltaicos, es importante considerar que la implementación de proyectos fotovoltaicos no es la única estrategia de mitigación de GEI. Por esto, resulta también necesario evaluar la eficiencia ambiental de la medida. A partir de los costos que genera el proyecto fotovoltaico, se calcula que el costo de mitigación de GEI del proyecto fotovoltaico de la UTVCO **es de 1 797, 74 MXN por tonelada no emitida**.

### **5.2.13.3 BENEFICIOS EDUCATIVOS Y DIDÁCTICOS**

El proyecto en la UTVCO representa una oportunidad óptima para capacitar a estudiantes directamente con un proyecto fotovoltaico real. Por medio del proyecto fotovoltaico se podría iniciar un programa de estudio y capacitación de instalación de paneles fotovoltaicos. A nivel mundial una de las limitantes para expansión de proyectos fotovoltaicos ha sido la capacidad limitada de instaladores in situ. Esto ha llevado a la situación paradójica en la cual la mano de obra de instalación de paneles fotovoltaicos en países como Estados Unidos y Alemania es más barata que en países en vías de desarrollo.

Oaxaca es uno de los Estados de la República con más altas radiaciones solares anuales y un proyecto fotovoltaico dentro de la Universidad representaría una oportunidad excelente para capacitar a técnicos tanto en el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos, los cuales son cada vez más solicitados en México, como en la instalación, operación y mantenimiento. En Europa y Estados Unidos han surgido pequeñas y medianas empresas cuyo negocio es dimensionar e instalar proyectos fotovoltaicos tanto en el sector privado, como en el público así como en el sector de vivienda.

## **5.3 ANTECEDENTES ESPECÍFICOS DE ENERGÍA SOLAR-TÉRMICA:**

### **CALENTADORES SOLARES DE AGUA**

En México, el calentamiento de fluidos es una de las actividades con mayor uso de energía final. Con este fin, se utilizan en México diferentes tipos de combustibles fósiles para satisfacer la necesidad calorífica por ejemplo, en el sector residencial urbano y de Pequeñas y Medianas Empresas (PyMEs), se utiliza principalmente gas LP o gas natural. El Programa para la Promoción de Calentadores Solares en México<sup>26</sup> tuvo un plazo inicial de seis años entre 2007 y 2012 y tenía como meta la instalación para 2012 de un millón ochocientos mil metros cuadrados (1 800 000 m<sup>2</sup>) de calentadores solares de agua, La Tabla muestra la capacidad total instalada por año para el periodo 2005 – 2011, así como el total acumulado para el periodo.

---

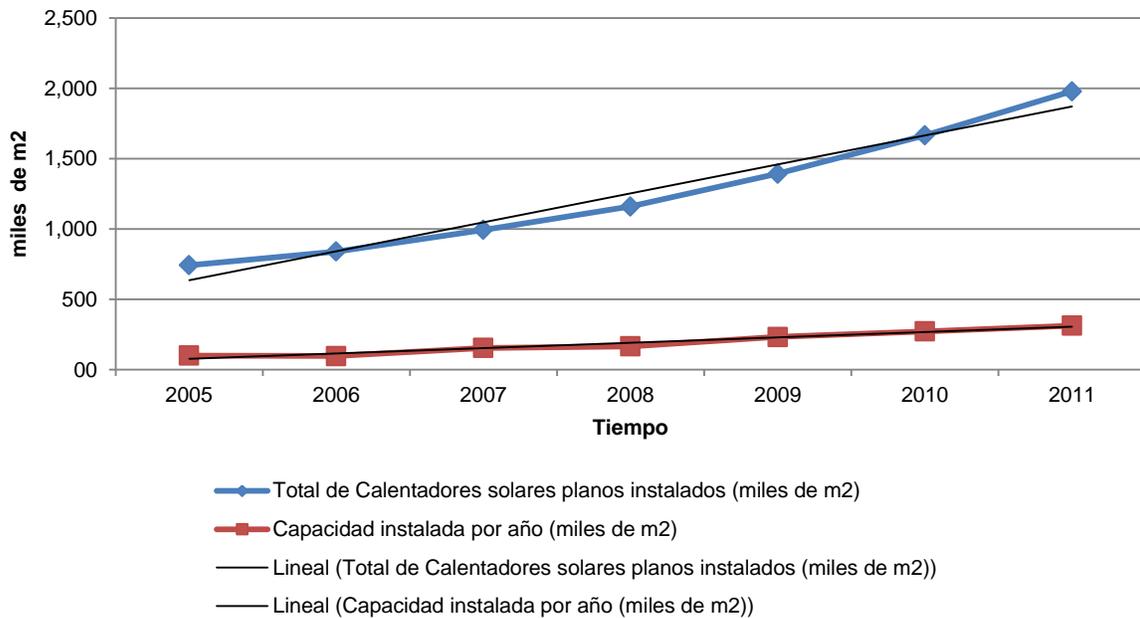
<sup>26</sup> PROCALSOL (2007). Programa para la promoción de calentadores solares de agua en México

**Tabla 15.- Aprovechamiento de energía solar mediante la implementación de calentadores solares planos.**

Tecnología	Total Instalado por año						
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Total de Calentadores solares planos instalados (miles de m <sup>2</sup> )	743.0	839.7	994.0	1 159.6	1 392.9	1 665.5	1 978.2
Incremento en la capacidad instalada por año, respecto al año anterior (miles de m <sup>2</sup> )	100.3	96.7	154.3	165.6	233.3	272.6	312.6
<i>Acumulado, calentadores solares planos (miles de m<sup>2</sup>)</i>	<i>743.0</i>	<i>1 582.7</i>	<i>2 576.7</i>	<i>3 736.3</i>	<i>5 129.2</i>	<i>6 794.7</i>	<i>8 772.9</i>

Fuente: Balance Nacional de Energía 2011.

Como se puede observar en la Gráfica 3 el aprovechamiento de la energía solar mediante la instalación de calentadores solares cuenta con una tendencia creciente. La tabla muestra el incremento anual en la capacidad instalada por año, el cual se mantiene al alta en el periodo 2005 – 2011.



**Gráfica 3.- Tendencia del total de calentadores solares y de la capacidad instalada por año.**

PROCALSOL<sup>27</sup> tenía como ejes de regulación, los incentivos económicos a usuarios, el fortalecimiento de la oferta, la información y la gestión para servir como “*punto de referencia para programas implementados por otras dependencias y entidades de la Administración Pública Federal, así como por Estados y municipios.*”

El programa PROCALSOL concluye que el calentamiento de agua con calentadores solares es una opción viable (económica y técnicamente) para reducir el consumo de combustibles fósiles y consecuentemente la emisión de gases de efecto invernadero<sup>28</sup>. De los calentadores instalados durante 2011 en México, 58.5% se encuentran en el área residencial y 30.8% en instalaciones de albercas<sup>29</sup>. El resto de los calentadores se distribuyen en hoteles e industria.

El PROCALSOL concluyó en 2013 que la barrera principal para la vasta implementación de calentadores solares es la falta de financiamiento, pero que antes de implementar dichos incentivos económicos, es necesario establecer una normatividad técnica que garantice la calidad de la tecnología y así de los proyectos. La normativa actual correspondiente es la NMX-ES-001 y NMX-ES-004 (ver Anexo 5.- Normatividad aplicable para calentadores solares de agua.). El PROCALSOL se llevó a cabo principalmente en otros Estados de la República

<sup>27</sup> PROCALSOL, 2007. Programa para la promoción de calentadores solares de agua en México

<sup>28</sup> Idem

<sup>29</sup> FERMAC, 2013. Perspectivas del valor de mercado de CSA 2013-1018

Mexicana lo cual presenta al estado de Oaxaca como una oportunidad interesante para la futura implementación de calentadores solares gracias a sus altas radiaciones solares.

### **5.3.1 ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS DE CALENTADORES SOLARES DE AGUA**

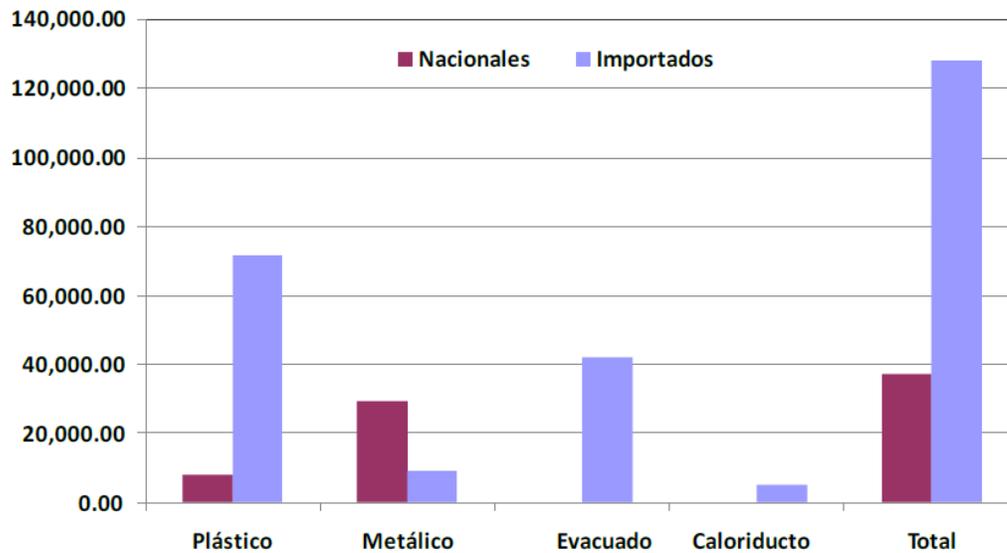
Los calentadores solares de agua son considerados a nivel mundial como una tecnología con varios impactos positivos. Se ha probado en muchos países con experiencias positivas por lo cual se les considera como una tecnología madura con una buena relación costo/beneficio. Además, se consideran como una tecnología sencilla, pues no contiene partes mecánicas y su manufactura e instalación son relativamente fáciles.

Entre los beneficios que se le atribuyen a la implementación de calentadores solares se encuentran del tipo social, como la creación de empleos técnicos poco especializados; económicos en dos escalas; a nivel ciudadano, en el ahorro de consumo de combustible fósiles como el gas LP y a nivel nacional, en el ahorro de subsidios a los mismos combustibles. Además en el ámbito medio-ambiental, la sustitución de combustibles fósiles tiene como consecuencia la mitigación de gases de efecto invernadero a nivel global y de partículas suspendidas a nivel local.

En el mercado mexicano existen tres principales tipos de calentadores solares de agua cuya calidad y eficiencia varía considerablemente:

- a) Calentadores planos: principalmente producción nacional.
- b) Calentadores plásticos: principalmente importados.
- c) Calentadores de tubos evacuados: exclusivamente importados.

Un estudio realizado por Fabricantes Mexicanos en la Energías Renovables AC (FERMAC) indica los países líderes en el desarrollo de calentadores locales son también los mercados que más rápidamente crecen: China y Brasil. Sugieren que la tecnología permite gran adaptación a las condiciones bioclimática de cada región lo cual las hace más eficientes y por consecuencia, más atractivas al público visto desde un punto de vista puramente económico. La Gráfica muestra la relación entre los calentadores solares nacionales e importados por tecnología; resulta evidente que a pesar de que la tecnología desarrollada localmente sea el calentador metálico o plano, la mayor parte de los calentadores instalados son calentadores plásticos, cuya procedencia es en su mayoría extranjera.



Fuente: Asociación Nacional de Energía Solar (ANES).  
**Gráfica 4.- Unidades de colectores solares importados y nacionales por tecnología.**

### 5.3.2 INCENTIVOS ECONÓMICOS PARA CALENTADORES SOLARES DE AGUA

A pesar de que al momento al cual se realiza este estudio no se cuenta con incentivos económicos o financiamiento específico para calentadores de agua en México el programa PROCALSOL elabora una propuesta para la Secretaría de Economía con el propósito de incentivar la industria nacional por medio de fondo de financiamiento para empresas locales de calentadores solares de agua. Del mismo modo, el programa pretende impulsar la creación de mecanismos financieros que permitan una mayor implementación de calentadores solares de agua en los sectores identificados por el programa como “clave” o con mayor potencial: vivienda nueva, vivienda existente y PyME.

Actualmente, los principales usos finales de la energía en las actividades humanas, es el calentamiento de fluidos por debajo del punto de ebullición (calentamiento a bajas temperaturas), particularmente de agua; y es utilizada básicamente para higiene personal, lavado de ropa o utensilios y en la preparación o consumo de alimentos.

En este sentido, el calentamiento de agua a bajas temperaturas, es un proceso que en México, y específicamente en el sector residencial, se lleva a cabo principalmente utilizando Gas Licuado de Petróleo (LP), Gas Natural (GN) y/o leña. A nivel nacional, para el año 2011 se registró una distribución del consumo de estos combustibles en este sector de un 55.8%, 6.1% y 38% respectivamente;

es importante hacer notar que la variación de estos porcentajes ha sido mínima en comparación a los registrados en el año 2000<sup>30</sup>.

Por otro lado, a pesar de que no existen estudios que permitan determinar la cantidad de energía utilizada para calentar fluidos por debajo del punto de ebullición, según el Balance Nacional de Energía realizado en el año 2005 por la Secretaría de Energía se estima una cantidad cercana a los 230 PJoules por año (6% de consumo energético final del país para ese mismo año)<sup>31</sup>.

Por otra parte, al considerar que gracias a la ubicación geográfica de México, en promedio se cuenta con una radiación solar de alrededor de 5 kWh/m<sup>2</sup> por día, lo que significa que en un metro cuadrado y con un equipo solar con una eficiencia del 50% se recibe diariamente el equivalente a la energía contenida en un metro cúbico de Gas Natural, o 1.3 litros de Gas LP, por lo tanto, es posible afirmar que el calentamiento de agua con energía solar es una alternativa viable y probada en México y en el resto del mundo<sup>32</sup>.

Realizando la suposición de que los 230 PJoules estimados como consumo anual de energía para calentar agua en México, se proveyeran con calentadores solares, el área que debería ser instalada sería alrededor de 70 millones de metros cuadrados<sup>33</sup>, que significaría un ahorro de casi 5 millones de toneladas de GLP y 640,200 m<sup>3</sup> de GN, con una disminución de alrededor de 4 millones de tCO<sub>2</sub> de emisiones al año<sup>34</sup>.

A lo largo del desarrollo del Programa, se observó una tendencia de crecimiento en términos de producción de energía solar, y de manera simultánea, en las instalaciones anuales de calentadores solares de agua en el sector residencial, que por primera vez en 2009 representó el sector de mayores ventas anuales, pasando de un 32% (2008) a un 57% (2009) en el mercado<sup>35</sup>.

Una tendencia similar se puede identificar para años anteriores y posteriores, ya que de acuerdo al Balance Nacional del año 2011, se registró un consumo de energía solar en el sector residencial de 3.35 PJoules (observándose un incremento del 16.11% con respecto al año 2010), representando el 57.16% del

---

<sup>30</sup> SENER, 2012. *Prospectiva de Energías Renovables 2012-2026*

<sup>31</sup> PROCALSOL, 2007. *Programa para la promoción de calentadores solares de agua en México*

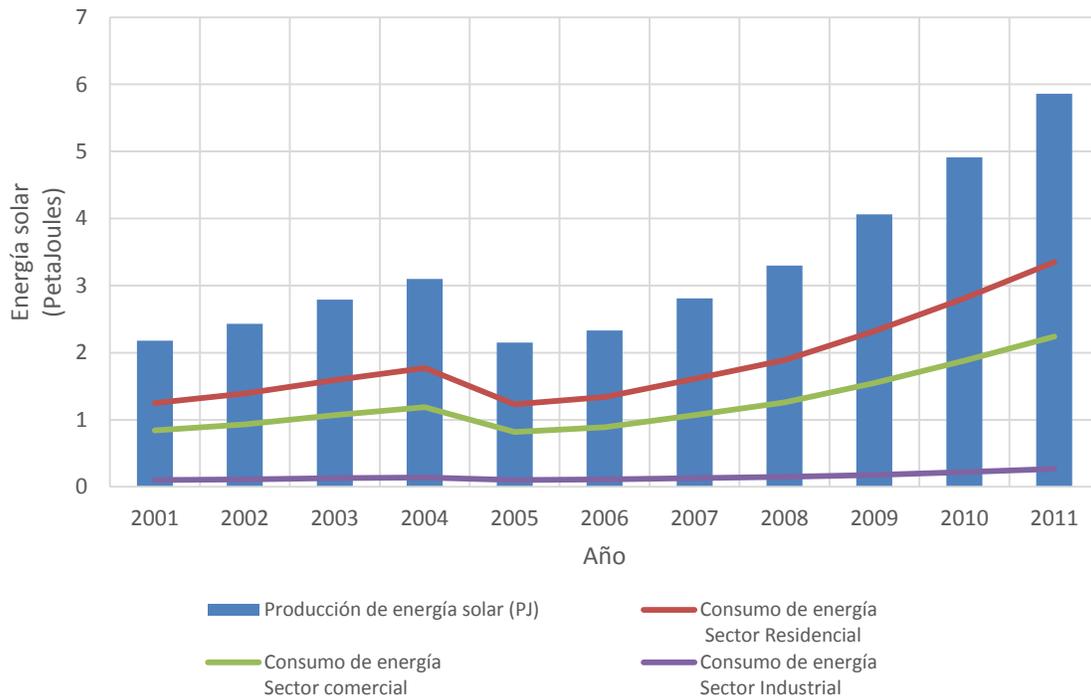
<sup>32</sup> Idem

<sup>33</sup> Estimación realizada en el PROCALSOL, suponiendo un recurso solar de 18,000 KJoules/m<sup>2</sup> día y una eficiencia de conversión de 50%.

<sup>34</sup> Estimaciones de ENTE, S.C. con base en precios promedio de gas natural y gas licuado de petróleo al mes de mayo de 2007, obtenidos de la Comisión Reguladora de Energía y el Sistema de Información Energética de la Secretaría de Energía

<sup>35</sup> Programa para la Promoción de Calentadores Solares de Agua Procalsol 2007-2012, Avances 2009-2010 y Plan Operativo 2010-2011

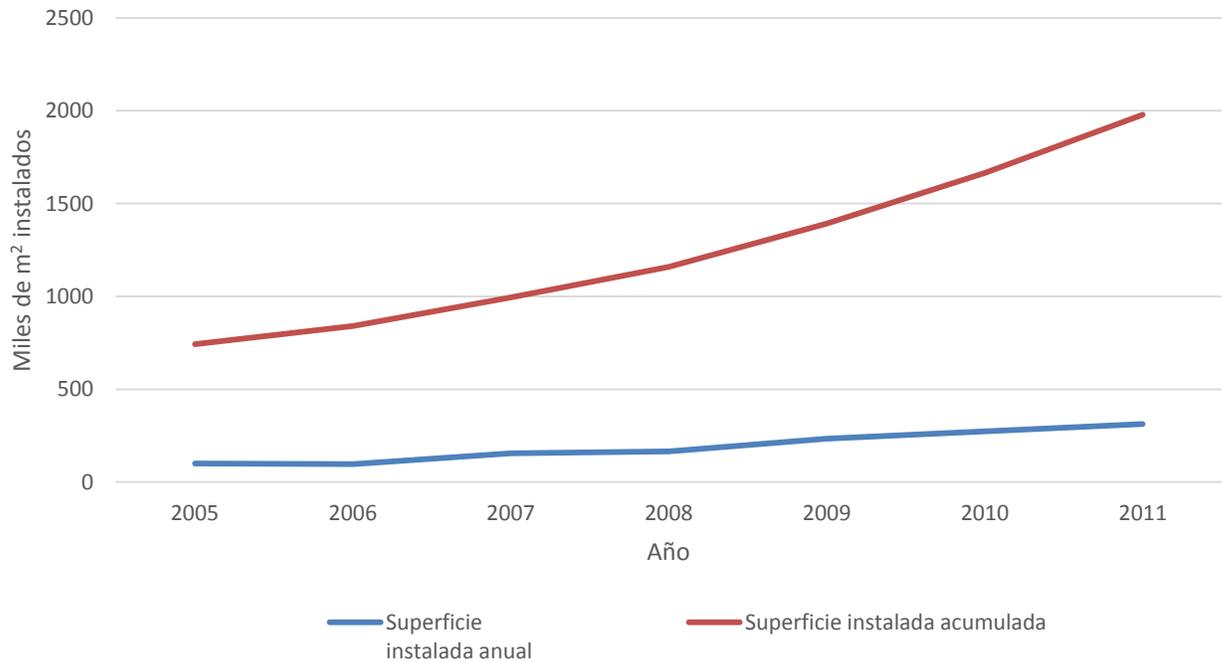
total de energía solar producida en el país en ese mismo año (5.86 PJoules) y el 0.44% del total del consumo de energía destinada al sector residencial (768.69 PJoules) (Gráfica 13).



Fuente: Elaboración propia con base a Balance Nacional de Energía 2011 (SENER, 2012)

**Gráfica 5.- Consumo de Energía Solar en México (2001-2011)**

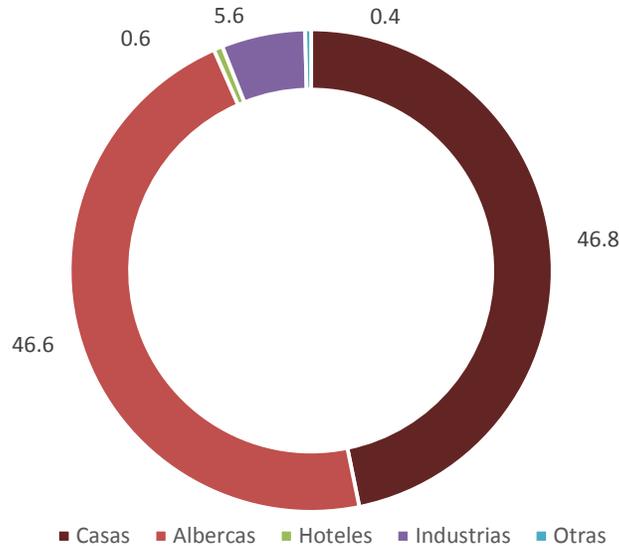
Mientras tanto, en la Gráfica 14 se especifican los metros cuadrados instalados para cada año de calentadores solares planos en México (valor que incluye todos los sectores) para el periodo 2005 a 2011; para este último año, se instalaron un total de 1 978.2 miles de metros cuadrados, con una tasa incremento del 12.8% con respecto al 2010, acumulándose un total de 8 772.9 miles de metros cuadrados a nivel nacional.



Fuente: Elaboración propia con base a Balance Nacional de Energía 2011 (SENER, 2012)

**Gráfica 14.- Superficie instalada de calentadores solares planos en México**

Como se muestra en la siguiente gráfica, del total instalado en el año 2010, el 46.8% fue utilizado para el calentamiento de agua en casas habitación y el 46.6% para el agua de albercas (Gráfica 15). La instalación de calentadores solares a nivel nacional en el sector residencial indica que los beneficios económicos de dichos proyectos han sido positivos. Dentro del marco de este estudio y dado que no se identifican programas específicos para la aceleración de instalación de calentadores solares, se estimarán los beneficios económicos y ambientales de la instalación de calentadores solares en vivienda de interés social.



Fuente: (SENER, 2012)

**Gráfica 6.- Uso final de agua caliente con calentadores solares**

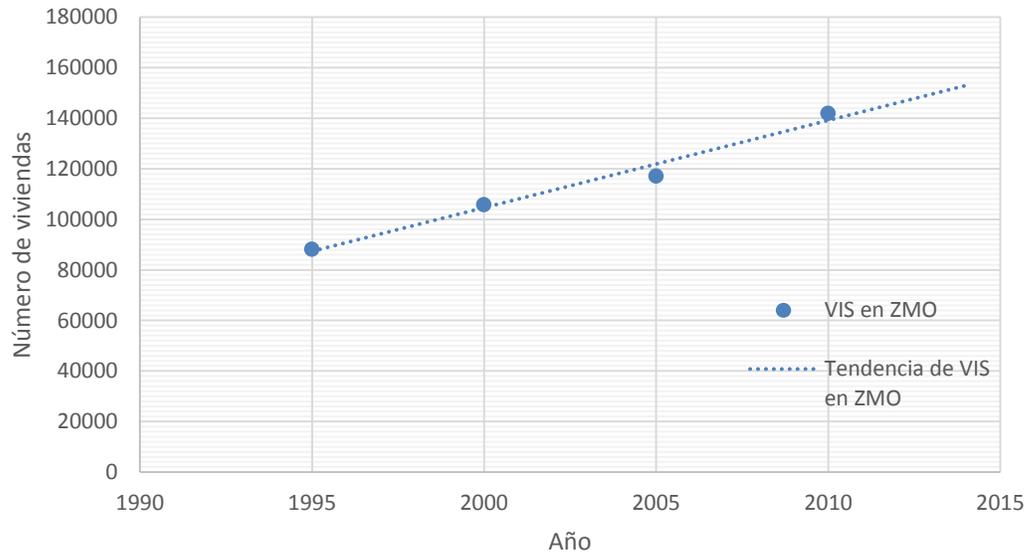
### 5.3.3 MARCO ESPECÍFICO EN EL SECTOR DE VIVIENDA DE INTERÉS SOCIAL EN OAXACA

De acuerdo al Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI), el número total de viviendas particulares habitadas en el año 2010, en la Zona Metropolitana de Oaxaca (ZMO) fue de 153,703 unidades<sup>36</sup>. Por otra parte, de acuerdo a la Cámara Mexicana de la Industria de la Construcción (CMCI), en el periodo del año 2007 al año 2012, la construcción de viviendas de interés social (incluye viviendas económicas, populares y tradicionales<sup>37</sup>) representaron en promedio el 92% de la oferta registrada en el Registro Único de Vivienda (RUV)<sup>38</sup>; considerando este porcentaje, se estima que el número de viviendas de interés social existentes para el año 2010, fue aproximadamente de 141,893 unidades. Manteniendo la misma tendencia observada en este periodo, es posible pronosticar para el año 2014 un aproximado de 153,000 viviendas (Gráfica 16).

<sup>36</sup> INEGI, 2014. Banco de Indicadores del Instituto Nacional de Geografía, Estadística e Informática

<sup>37</sup> SEDESOL/SHCP, 2010. Estado Actual de la Vivienda en México

<sup>38</sup> CMIC, 2012. Reporte Anual de Oferta de Vivienda

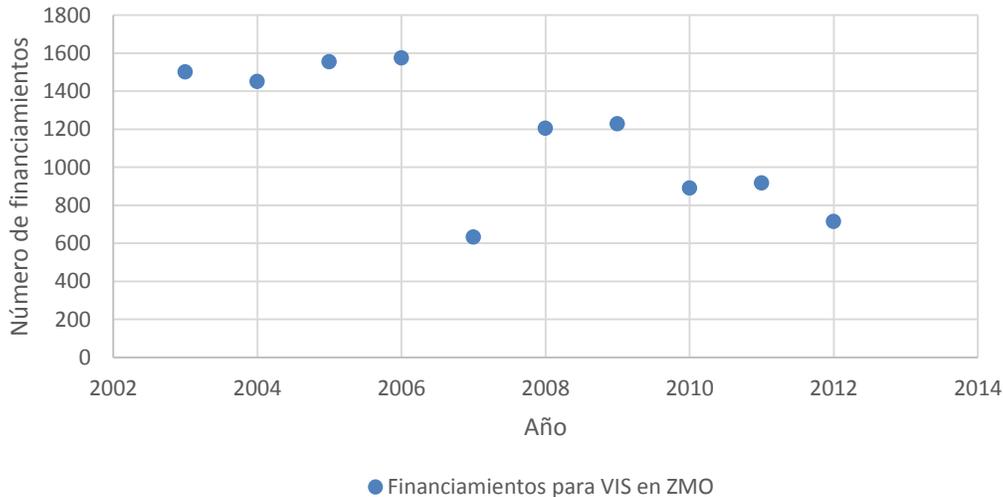


Fuente: Elaboración propia con base en (INEGI, 2014)

**Gráfica 7.- Viviendas de Interés Social en ZMCO**

Por otro lado, con base al Programa Nacional de Financiamientos para Vivienda, en el año 2010, se otorgaron créditos para la adquisición de 890 viviendas de interés social nuevas en la ZMO<sup>39</sup>. La gráfica siguiente muestra la evolución de los financiamientos otorgados para este tipo de viviendas en la ZMO. Como puede observarse en la gráfica, los financiamientos han disminuido drásticamente en los últimos años reportados (2010, 2011 y 2012). Es por esto que se propone hacer una estimación de los beneficios de instalación de calentadores solares en viviendas existentes y no en desarrollos que estén en fase de planeación o desarrollo.

<sup>39</sup> CONAVI, 2012. Programa Anual de Financiamiento para Vivienda



Fuente: Elaboración propia con base en (CONAVI, 2014)

### Gráfica 17.- Financiamiento para viviendas de interés social nuevas en ZMCO

Por otro lado, no se identifican incentivos o programas de financiamiento para la instalación de calentadores solares en vivienda de interés social a nivel Estatal o Zona Metropolitana. Tomando en cuenta éstas características se estimará de manera deductiva el potencial de mitigación de gases de efecto invernadero a partir de la posible instalación de calentadores solar-térmicos.

#### 5.3.4 BASES DE CÁLCULO

Para obtener el indicador de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> como consecuencia de la sustitución de los actuales sistemas de calentamiento por CSA, se llevaron a cabo los cálculos expresados en la Tabla 18.

Las variables del diseño del calentador de agua solar son las que se reflejan en la Tabla 16 a continuación:

**Tabla 16. Variables de diseño para el cálculo de reducción de emisiones**

Variable de diseño	Símbolo	Valor	Unidades
Volumen requerido de agua caliente al día	M	300 <sup>1</sup>	l
Temperatura de agua fría disponible	T1	20 <sup>2</sup>	°C
Temperatura de agua caliente objetivo	T2	55 <sup>3</sup>	°C
Factor solar	r	85	%

Variable de diseño	Símbolo	Valor	Unidades
Eficiencia promedio de los equipos de CSA (estimada a la temperatura final del proceso)	efp	72	%
Sobredimensionamiento para cubrir pérdidas térmicas	sd	8	%
Eficiencia promedio de los equipos de calentamiento a GLP utilizados	efc	65	%

Notas: <sup>1</sup> Este dato se obtuvo, considerando un volumen de agua caliente por persona de 75 litros (SEDEMA, 2008) y un tamaño promedio por hogar en Oaxaca para el año 2010 de 4 personas por vivienda (INEGI, 2013). <sup>2</sup> Temperatura promedio anual en el municipio Oaxaca de Juárez (INEGI, 2012) <sup>3</sup> Promedio obtenido de rangos establecidos por proveedores de CSA.

Las constantes utilizadas para los cálculos son los que se reflejan en la Tabla .

**Tabla 17. Constantes utilizadas para el cálculo de reducciones de emisiones**

Constante	Símbolo	Valor	Unidades
Calor específico del agua	c	4.187	kJ/(kg °C)
Captación de la radiación solar diaria (promedio nacional)	CS	21,600	kJ/m <sup>2</sup>
Capacidad Calorífica del Gas LP	CC	24,620	kJ/l GLP
Factor de emisión	FE	1.55 <sup>1</sup>	kg CO <sub>2</sub> /l GLP

Nota: 1 Factor de emisión (1,553522 kg CO<sub>2</sub>/l GLP = 63 100 kg CO<sub>2</sub>/TJ) obtenido del documento Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories del IPCC (IPCC, 2006).

Las fórmulas utilizadas a continuación son fórmulas básicas termodinámicas y balances de masa. Los resultados adquiridos de dichos cálculos serán discutidos en la siguiente sección.

**Tabla 18. Cálculos realizados para obtener la reducción anual de emisiones de CO<sub>2</sub>**

Concepto	Símbolo	Ecuación	Valor	Unidades
Calor solar teórico suministrado por el CSA	QT	$M_c (T_2 - T_1)$	43964	kJ
Calor solar real suministrado por el CSA	QS	$QT \times r$	37369	kJ
Consumo normal de Gas LP por día	CG	$QT / (CC \text{ efc})$	2.75	l GLP
Superficie de captación solar requerida	S	$QS \times (1 + sd) / (CS \text{ efp})$	2.6	m <sup>2</sup>
Volumen de ahorro anual de Gas LP	AA	$CG \times 365 \times r$	852	l de GLP
Reducción anual de GEI	RA	$AA \times FR$	1,321	kg CO <sub>2</sub>

Es posible que no coincidan algunos decimales, debido al redondeo.

### 5.3.5 PROYECCIÓN DE BENEFICIOS AMBIENTALES

Considerando lo descrito anteriormente y la estimación de número de viviendas totales para el año 2014 (153 000 unidades), resulta de interés valorar la reducción de emisiones contaminantes consecuencia de la instalación de Calentadores Solares de Agua en sustitución de los sistemas actuales de calentamiento. En este sentido, se llevó a cabo el cálculo de esta disminución, considerando un Factor de Emisión para el Gas LP de 1,5535 kg CO<sub>2</sub>/l GLP (63,100 kg CO<sub>2</sub>/TJoules)<sup>40</sup>, obteniéndose un **indicador de reducción de 1 321 kg CO<sub>2</sub>/vivienda anual**. Al implementar sistemas de calentamiento de agua a partir de la radiación solar en las viviendas planeadas para 2014 se generaría un **ahorro de emisiones total** por la sustitución de Gas LP de **202 113 t CO<sub>2</sub> anualmente**. Bajo los mismo parámetros, el ahorro durante el tiempo de uso de vida de cada calentador (15 años) sería de 19,8 t CO<sub>2</sub>, mientras que el total de las viviendas generaría un ahorro en los próximos 15 años de 3 031 695 t/CO<sub>2</sub>.

A partir de este indicador para el caso específico de la Zona Metropolitana de Oaxaca se puede determinar en qué medida se desea incentivar la instalación de colectores solares de agua y así mitigar la emisión de Gases de Efecto Invernadero a la atmósfera.

### 5.3.6 BENEFICIOS ECONÓMICOS

La viabilidad económica de la instalación de colectores solares se deriva de la sustitución del consumo de gas natural a partir de la instalación del sistema solar térmico. Para evaluar la viabilidad económica de dicha medida en el marco de vivienda

A partir de la revisión de la literatura correspondiente, se estima que los costos por metro cuadrado de calentadores solar de agua instalados fluctúan entre \$3 000 MXN y \$ 4 400 MXN. En caso de que el calentador solar se apegue a las normativas aplicables antes mencionadas, el tiempo estimado de vida útil de los calentadores solares es de alrededor de 15 años.

La inversión requerida por vivienda para la instalación de un calentador solar se calcula multiplicando el costo por metro cuadrado por el área requerida para suministrar el agua caliente necesaria por vivienda, la cual a su vez se calcula a partir del volumen requerido de agua caliente diaria (Ver Tabla 21). De la tabla

---

<sup>40</sup> Según el documento *Prospectiva del Mercado de Gas Licuado de Petróleo 2012-2026*, en el periodo comprendido de 2000 a 2011, para la región Sur-Sureste (integrada por los estados de Campeche, Chiapas, Guerrero, Oaxaca, Quintana Roo, Tabasco, Veracruz y Yucatán), el principal combustible utilizado en el sector residencial es la leña, con un 70.47%, mientras que el Gas LP lo hace con el restante 29.53%. *Para fines de estas estimaciones, se consideró que la totalidad de las viviendas existentes de interés social utilizan Gas LP.*

anterior, es posible extraer que la superficie de captación solar requerida es de 2,6 m<sup>2</sup>. Al multiplicar este valor con los costos medios de instalación de calentadores solares se obtiene que en promedio la inversión inicial necesaria es de 9 620 MXN.

En cuanto a los ahorros por la sustitución de consumo de gas, de acuerdo con lo publicado en enero del 2014 en el DOF<sup>41</sup> el costo por litro de gas natural licuado (LP) varía entre 6.94 MXN/l y 7.14 MXN/l. El ahorro estimado por vivienda derivado de la instalación de un calentador solar de agua es de 850 litros de gas LP por año. Suponiendo que el precio del gas se mantuviera estable (tiende a la alta) el calentador solar se pagaría en menos de 2 años (Tiempo de recuperación de la inversión: 1,67 años) como consecuencia de los ahorros de consumo de gas. Es importante mencionar que para los cálculos realizados no se contemplan planes de financiamiento ni incentivos para la instalación de los colectores solares. Esto significa que la inversión total tiene que ser pagada al inicio, lo cual representa una de las principales barreras puesto que el costo de oportunidad es muy alto para el sector al cual se dirige el estudio.

#### **5.3.6.1 PROYECCIÓN DE BENEFICIOS ECONÓMICOS**

Los beneficios que se derivan de la instalación de calentadores solares en el sector de vivienda son atractivos desde ambos puntos, económicos y ambientales. Dadas las condiciones climatológicas de la Zona Metropolitana de Oaxaca, los beneficios relacionados a la reducción de consumo de Gas LP se ven reflejados a muy corto plazo desde un punto de vista económico.

A nivel nacional se tiene experiencia sobre los incentivos que han acelerado la implementación de calentadores solares de agua. Por ejemplo, el programa PROCALSOL se fijó como meta la instalación de 25 000 techos con calentadores solares a nivel nacional por medio los cuales se estiman atractivos ahorros económicos para los usuarios y de emisiones de GEI a nivel nacional.

Al considerar un programa similar que incentive la instalación de calentadores solares a una escala Zona Metropolitana, que cubriera el 1 % de las unidades de vivienda social (1 500 unidades) que se registran en la Zona, se estima que el ahorro total anual para los usuarios podría elevarse hasta 9 millones de pesos (MXN), lo cual representa casi 6 mil pesos (MXN) anuales por vivienda.

---

<sup>41</sup> DOF, 2012. Acuerdo por el que se fija el precio máximo para el gas licuado de petróleo al usuario final correspondiente al mes de enero de 2014.

## **5.4 ANÁLISIS DE PRE FACTIBILIDAD DE LA MINI-APLICACIÓN DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA MEDIANTE LA EVALUACIÓN DEL RECURSO HIDRO- ENERGÉTICO EN LA ZONA METROPOLITANA DE OAXACA (ZMO).**

### **5.4.1 ANTECEDENTES DE MINI-APLICACIONES DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA**

El sector energético es un actor clave en las expectativas de desarrollo económico de cualquier país, debido principalmente a la estrecha relación del producto interno bruto y la demanda de energía. Actualmente las expectativas de agotamiento de las reservas no renovables y la problemática de la emisión de gases de efecto invernadero por su uso, ha impulsado la investigación y prospección de energías renovables. De esta manera las energías renovables son un tema prioritario en las agendas energéticas en países desarrollados y en desarrollo<sup>42</sup>.

Con respecto a la energía hidroeléctrica en pequeña escala (plantas con capacidad menor a 30MW) se considera una fuente aún no completamente explotada en el país. Recientes modificaciones a la legislación vigente buscan impulsar el desarrollo de esta fuente de energía en el país, como la modificación a la Ley de Aguas Nacionales<sup>43</sup> que determina que no se necesita concesión para su explotación. Es por esto que se justifica la necesidad de realizar evaluaciones regionales de potencial mini hidroeléctrico<sup>44</sup> (SENER, 2012). Las cifras y datos que se han reportado hasta ahora en documentos anteriores en el país con respecto a la factibilidad de la generación de energía mini hidroeléctrica son muy aproximados. Es por esto que es importante el estudio más específico de las regiones. A partir de la orografía y/o un altiplano con pendientes hacia las costas es posible encontrar más sitios adecuados para mini y micro hidroeléctricas (SENER, n.d.). La participación del estado de Oaxaca en la generación de energía renovable en el país mediante mini hidroeléctricas es aún marginal, razón por la cual es pertinente estudios como el presente.

### **5.4.2 METODOLOGÍA**

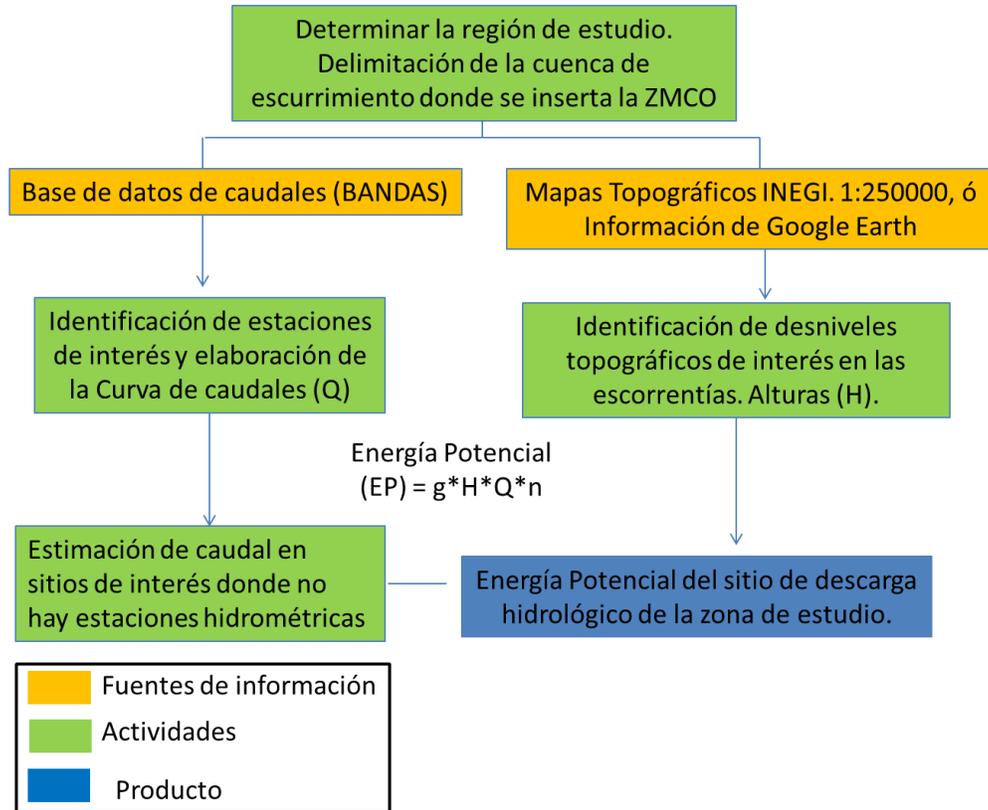
A continuación se presenta el diagrama de flujo de la metodología de estudio seguida en el presente trabajo.

---

<sup>42</sup> SENER, 2012. *Prospectiva de Energías Renovables 2012-2026*

<sup>43</sup> DOF, 2011. *Ley de Aguas Nacionales*

<sup>44</sup> SENER, 2012. *Prospectiva de Energías Renovables 2012-2026*



Fuente: Elaboración Propia

Figura 5.- Diagrama de flujo en la metodología del presente estudio

### 5.4.3 DETERMINACIÓN DE LA REGIÓN DE ESTUDIO

La Zona Metropolitana de la Ciudad de Oaxaca (ZMCO) se determinó en base a la delimitación del conjunto de los 20 municipios que la conforman. De ahí se procedió a delimitar un polígono geográfico que delimitara la cuenca de los principales escurrimientos pluviales donde se encuentra la ZMCO. Se analizó la delimitación oficial de CONABIO con respecto a Cuencas y Subcuencas.

#### 5.4.3.1 BANCO NACIONAL DE DATOS DE AGUAS SUPERFICIALES (BANDAS)

Los datos de caudales han sido extraídos del Banco Nacional de Datos de Aguas Superficiales (BANDAS), en el cual se lleva a cabo el manejo digital de la información hidrométrica en México, generada por los Organismos de Cuenca y las Direcciones Locales. La Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) a través del Instituto Mexicano de Tecnología del Agua (IMTA) actualiza esta base de datos,

que registra el nivel del agua (escalas) y la cantidad de agua que pasa a una determinada hora (aforos) en los principales ríos del país<sup>45</sup>.

Esta red está integrada por un total de 2,070 Estaciones Hidrométricas (resultado de una depuración al catálogo BANDAS para el año 2008) y se tiene registro de alrededor de 180 presas. En la Tabla 18 se especifica la información que se puede encontrar en cada estación.

**Tabla 19.- Información disponible en cada Estación Hidrométrica.**

Valores	Descripción	Unidades
<b>Diarios</b>	Caudal* medio diario día 1 a día 29-31.	m <sup>3</sup> /s
<b>Mensuales</b>	Hora y día del caudal máximo y el caudal mínimo.	m <sup>3</sup> /s
	Lectura de volumen máximo y medio de escurrimientos y sedimentos.	miles de m <sup>3</sup>
	Lectura del día y hora de las escalas para el caudal mínimo, medio y máximo.	
<b>Anuales</b>	Mes, día y hora en que ocurre el caudal máximo y caudal mínimo	m <sup>3</sup> /s
	La lectura de escala para el caudal máximo y mínimo	m
	Volumen anual de escurrimientos y volumen anual de sedimentos.	miles de m <sup>3</sup>
	Caudal medio anual	m <sup>3</sup> /s
<b>Hidrograma</b>	Fecha en que ocurre el caudal, Hora en que ocurre el caudal y caudal instantáneo.	m <sup>3</sup> /s
<b>Limnigrama</b>	Muestra la fecha de lectura, hora de lectura y lectura de escala	m
<b>Sedimentos</b>	Se incluye la fecha de lectura, hora de lectura y porcentaje de sedimento.	

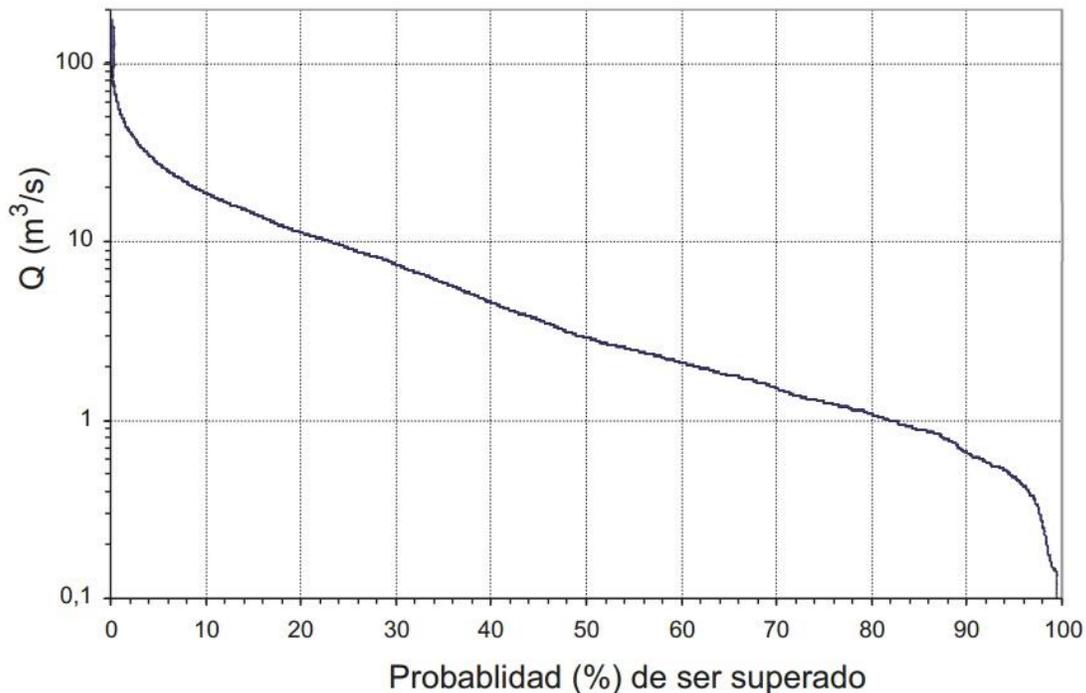
Elaborado en base a (CONAGUA, 2010) \* CONAGUA utiliza Gasto en vez de Caudal.

Dentro de la plataforma es posible encontrar el Catálogo de Estaciones (archivo en formato Microsoft Excel que contiene una relación de las Estaciones Hidrométricas), la liga de “Archivos BANDAS”, donde es posible descargar los archivos de cada estación con extensión DBF tal como los genera el Sistema de Información de Aguas Superficiales (SIAS) y en archivos con extensión MDB (como los maneja el SIAS v2); y también se encuentra los planos de las Regiones Hidrológicas donde es posible identificar cada estación hidrométrica. De esta manera para el presente estudio se identificaron aquellas estaciones hidrométricas que se encuentran dentro de la zona de estudio.

<sup>45</sup> CONAGUA, 2010. Banco Nacional de Datos de Aguas Superficiales

### 5.4.3.2 CURVA DE CAUDALES CLASIFICADOS (CCC)

Una vez obtenidos los datos de caudales medios diarios ( $m^3/s$ ) para las estaciones de interés, se procedió a realizar la Curva de Caudales Clasificados (CCC). Dicha curva se realiza poniendo en el eje "X" el porcentaje de tiempo al año cuyo caudal de la corriente es igual o superior a cierto valor, mientras que en el eje de las ordenadas se pone el caudal ( $Q$ ,  $m^3/s$ ). El gráfico de este tipo permite observar el comportamiento del caudal a lo largo del año para el punto de medición representado por la estación. A su vez para determinar la variabilidad del caudal a través de distintos años se procedió a determinar la media y error estándar de dichos caudales para distintos años. Como más adelante se especificará, la información de caudales nos permite tener un estimado de la energía potencial que se tiene en cierto punto de la escorrentía.



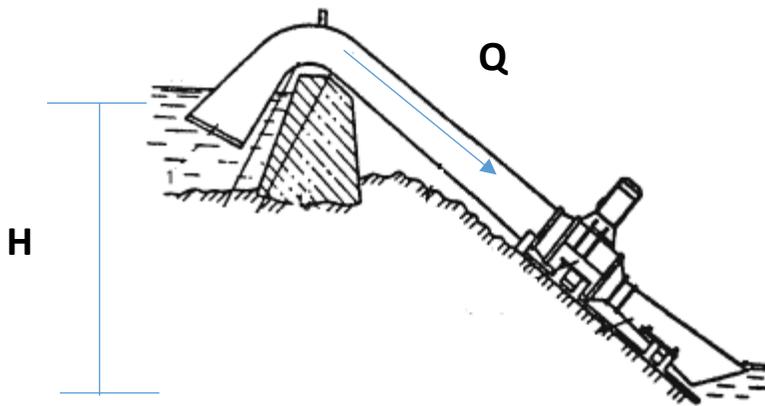
Fuente: San Román, 2013

Figura 6.- Curva de caudales Clasificados (CCC)

### 5.4.3.3 POTENCIAL HIDROELÉCTRICO TEÓRICO BRUTO (P.H.T.B)

El índice usado para evaluar de manera preliminar la magnitud hipotética de potencia hidráulica es el Potencial Hidroeléctrico Teórico Bruto (PHTB), este se define como el potencial total que se encuentra en un caudal de agua ( $Q$ ) que tiene un cauce natural que cae desde una cota superior a una inferior (altura,  $H$ ), asumiendo que no hay pérdida de ningún tipo (ver Figura 6). Es así que

representa un potencial teóricamente disponible, pero prácticamente inalcanzable por distintos factores de distinta naturaleza como: tecnológicos, geológicos, económicos, sociales, ecológicos, etc.. Asumiendo ciertos valores de PHTB de interés es posible identificar sitios potenciales de aprovechamiento mini-hidroeléctrico, para los cuales posteriormente será necesaria una evaluación en campo más específica con la cual sea posible determinar el potencial disponible dados los factores anteriormente mencionados y evaluar en detalle si es económicamente factible.



Fuente: ESHA, 2006

Figura 7.- Parámetros básicos de planta hidroeléctrica

Para el cálculo de esta potencia teórica, se tiene la siguiente ecuación:

$$P = gQH\eta$$

Dónde:

P, es la Potencia teórica (kW).

g, es el peso específico del agua ( $9.8 \text{ m/s}^2$ ).

Q, es el caudal del agua ( $\text{m}^3/\text{s}$ ).

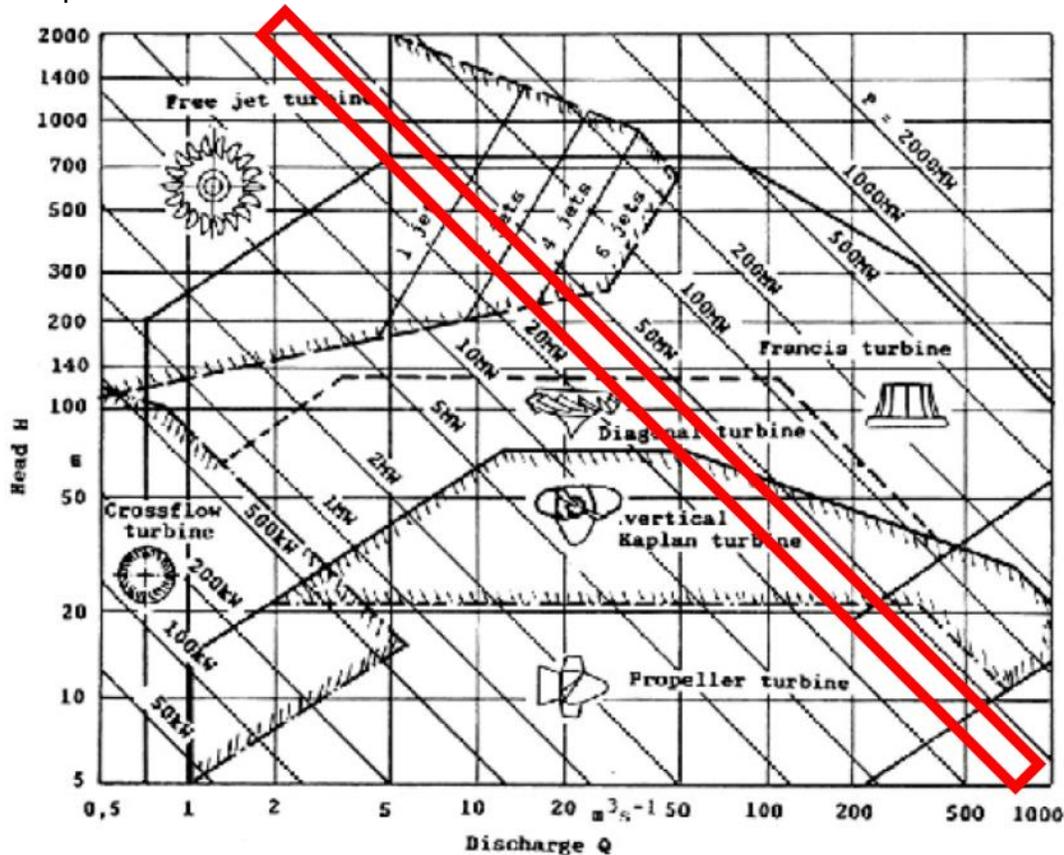
H, es la altura del salto geodésico (m).

H, es el rendimiento estimado de los equipos.

#### 5.4.3.4 CUADRO DE VALORES DE ENERGÍA POTENCIAL EN BASE A LA ALTURA Y CAUDAL

De acuerdo a la ecuación presentada anteriormente puede observarse que el PHTB depende principalmente de dos parámetros ambientales (caudal y altura de la caída). En la figura 7 se presenta en escala logarítmica los valores de PHTB obtenidos con distintas combinaciones de valores de caudal y altura de caída.

Este gráfico no solo es útil para determinar el tipo de turbina adecuada para ciertos valores específicos de caudal y altura, sino además como referencia para identificar rangos pertinentes de caudal y altura de caída susceptibles de ser identificados en una zona de estudio determinada para detectar sitios potenciales de aprovechamiento.



Fuente: ESHA, 2006

Figura 8.- Potencial Hidroeléctrico Teórico Bruto (en escala logarítmica) dados diferentes valores en caudal y altura. Se presentan los tipos de turbina adecuados para los intervalos presentados. En rojo se remarca los valores de caudal y altura necesarios para PHTB de 30 MW

De acuerdo al objetivo del proyecto, el cual contempla la evaluación del potencial de aplicación mini-hidroeléctrico (definido como aquel con potencia menor a 30MW) de derivación, se establecen ciertos criterios que deberán de cumplirse para considerar a un lugar como potencial para el aprovechamiento mini hidroeléctrico:

1.- Caudal ( $m^3/s$ ) y Altura (m, Definida como la caída de agua): Ambos parámetros están estrechamente relacionados en el cálculo del PHTB (sección IIa), es así que

existe un intervalo de combinaciones posibles con las cuales es posible obtener un PHTB determinado. Como ejemplos extremos podría decirse que un punto puede tener un PHTB de 30MW si presenta caudales de hasta  $750 \text{ m}^3/\text{s}$  y una caída de agua limitada de apenas 1m, por otro lado se podría presentar ese mismo PHTB con caudales de solo  $1 \text{ m}^3/\text{s}$  pero alturas de hasta 2000 m. Los ejemplos anteriores son solo para demostrar la magnitud del intervalo de valores posible que nos podría dar un determinado PHTB, en el caso del presente proyecto de acuerdo al análisis preliminar de las condiciones ambientales de la zona de estudio, se establece como razonable esperar identificar lugares con caudales de hasta  $200 \text{ m}^3/\text{s}$  y caídas de 200 a 150m en menos de 1 km de distancia. Los propios resultados del análisis de caudales nos dan la pauta para determinar posibles caídas de agua idóneas. En el caso del caudal se refiere a la magnitud en condición perenne aquel mínimo que se presenta en todo el año aún en época de secas, ya que se establece como requisito para una planta mini hidroeléctrica de derivación de uso continuo.

2.- Distancia del punto de aprovechamiento a la zona urbana más cercana: Este es un requisito importante para que la infraestructura de transmisión sea fácilmente aplicada con el objetivo de reducir emisiones de GEI.

#### **5.4.4 ESTRATEGIA DE PROSPECCIÓN PARA LA IDENTIFICACIÓN DEL POTENCIAL MINI HIDROELÉCTRICO**

De acuerdo al diagrama de flujo presentado en la Figura 5 y a los fundamentos presentados anteriormente, se establece que la factibilidad se abordará en primera instancia identificando las corrientes principales de la zona de estudio para posteriormente analizar el régimen de caudales presente. En caso de existir condiciones de caudal con potencial de aprovechamiento (perenne) se procederá a identificar la existencia de caídas de agua importantes para calcular los PHTB. Finalmente si se han cumplido los dos anteriores criterios se procederá a identificar la existencia de asentamientos urbanos cercanos con potencial de interconexión.

Por último, es importante hacer énfasis en que el PHTB calculado representa un índice útil para los propósitos de prospección de aplicación mini hidroeléctrica, sin embargo no comprende la magnitud total de la cantidad de energía potencialmente generada. Por lo que una estimación más exacta del potencial aprovechable en un determinado lugar deberá ser un paso posterior en el cual se incluyan trabajos y mediciones detalladas en campo. Como se ha mencionado anteriormente, el PHTB representa un máximo teórico aprovechable, sin embargo un estudio de factibilidad a detalle de un lugar determinado deberá considerar aspectos como la geología, la ecología acuática (caudal ecológico ya que no todo

el caudal puede ser aprovechable), técnicos (tipo de turbina), económicos y sociales.

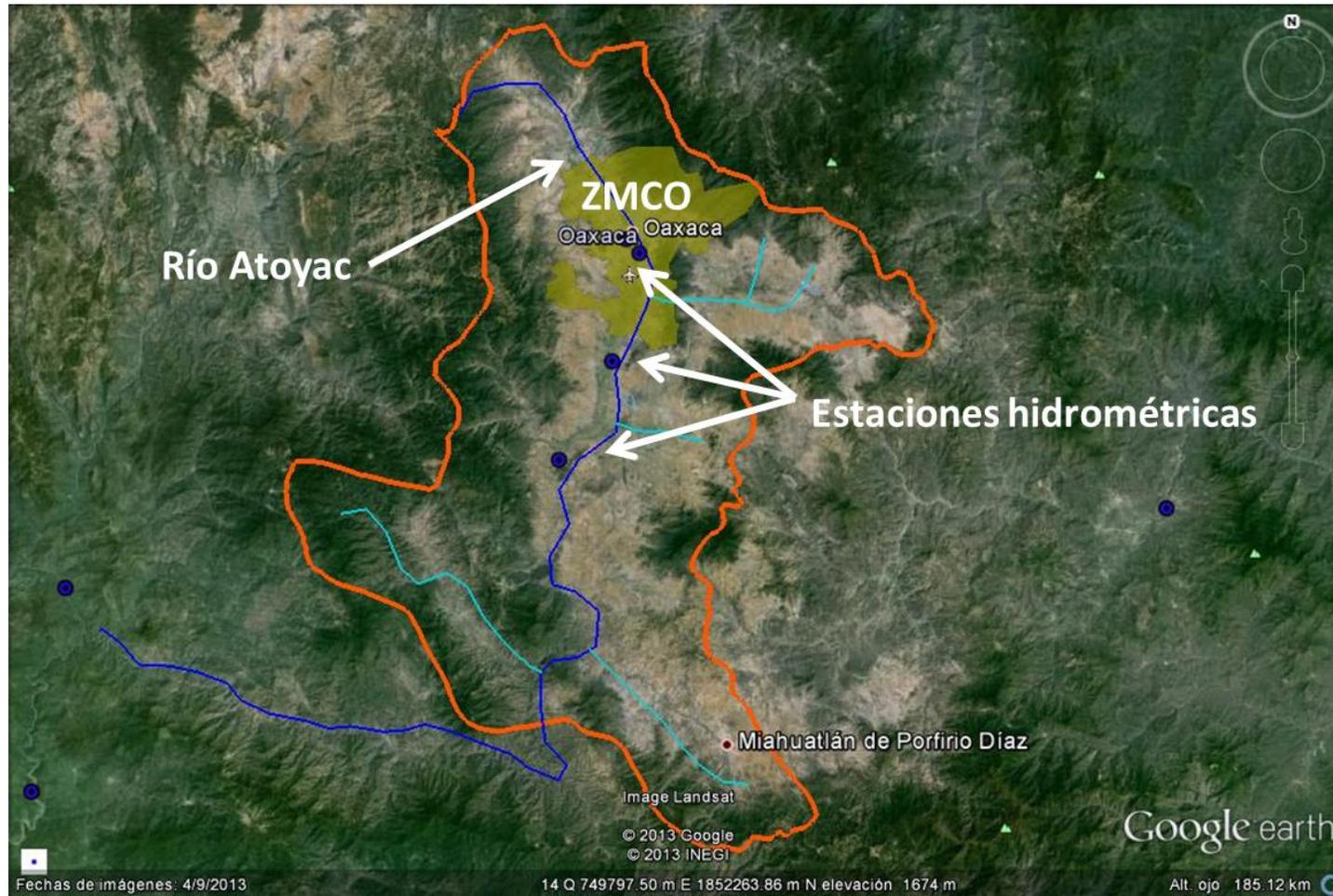
## **5.4.5 RESULTADOS**

### **5.4.5.1 DIAGNÓSTICO EN LA ZMCO**

Tomando de partida la ubicación de la ZMCO se determinó un polígono geográfico que representará la región de escurrimiento de las principales corrientes de la zona. Es así que se delimitó una zona de estudio como la suma de las Subcuencas (de acuerdo a CONABIO) 2528, 2560, 2549, 2574 y 2567. La zona de estudio resultante corresponde a la parte este de la región hidrológica 20 (Región Hidrológica Costa Chica de Guerrero).

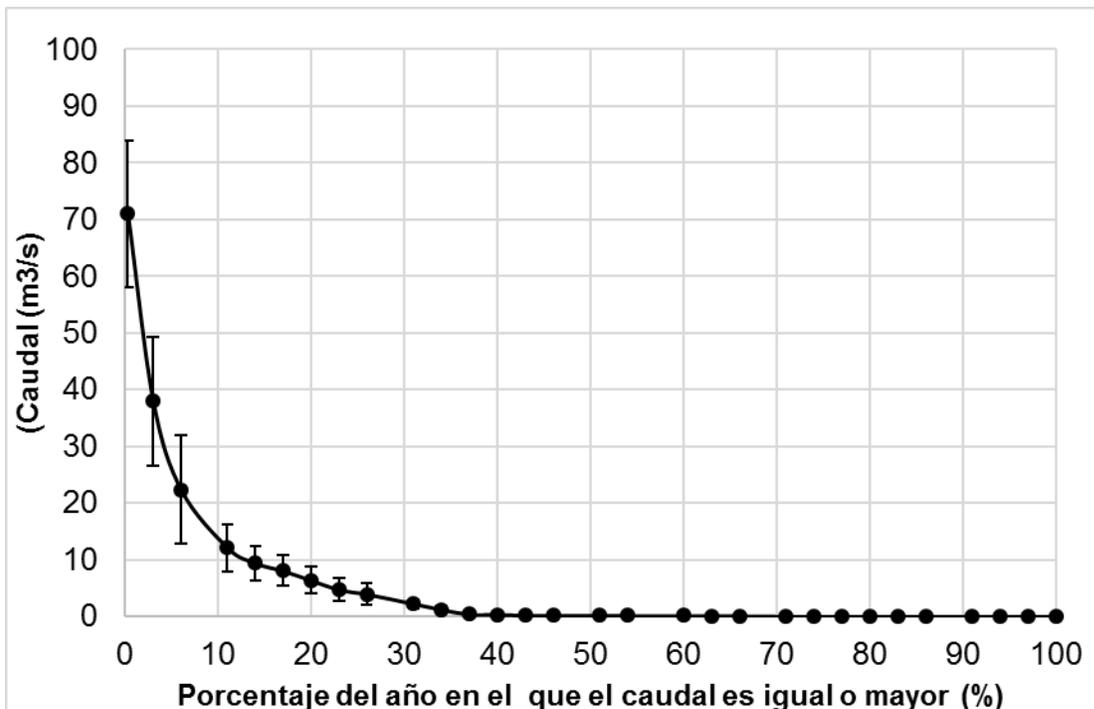
Definida así la zona de estudio se identificó que la corriente principal es el río Atoyac que corre en esta región de norte a sur, teniendo afluentes secundarios que lo alimentan que nacen de las cadenas montañosas aledañas. A lo largo del trayecto del río Atoyac en la zona de estudio se identificaron 4 estaciones hidrométricas. De estas, dos estaciones se encuentran dentro de la ZMCO (20005 y 20027), una más al sur llamada Zimatlán (20023). Mientras que la estación más aguas abajo del Río Atoyac es la 20026 de nombre Tlapacoyan. (Ver Figura 9).

Se observaron los datos de caudales diarios de las estaciones anteriormente mencionadas y se identificó que son corrientes intermitentes ya que gran parte del año no tienen caudal. Por esta razón se determinó elaborar la Curva de Caudales Clasificados (CCC) con los datos de la estación 20026, ya que es la que se encuentra más aguas abajo por lo que representa la suma del total de las corrientes que se encuentran aguas arriba de la zona de estudio.



Fuente: Elaboración propia, en base a Google Earth, CONAGUA (estaciones hidrométricas) y CONABIO (Red hidrológica) Figura 9.- Región de estudio. En rojo se delimitó un polígono geográfico regional tomando de base las Subcuencas de CONABIO 2528, 2560, 2549, 2574 y 2567. Se identifica en azul la principal corriente, el Río Atoyac, y los cuatro puntos de medición de los gastos del río que se encuentran en la región (2 en Oaxaca, Zimatlán y Tlapacoyan).

La información de caudales diarios se encuentra fragmentada debido a que de acuerdo a la base de datos BANDAS, existen años para los cuales no existe un registro completo. De esta manera se eligieron los años para los cuales el registro de caudales diarios es completo, asimismo con la finalidad de observar la variabilidad de caudal interanual se eligieron 5 años para hacer una CCC promedio (1999, 2000, 2001, 2002, y 2007).



Fuente: Elaboración propia con base en CONAGUA

**Gráfica 18.- Curva de Caudales Clasificados promedio con su error estándar (1999, 2000, 2001, 2002 y 2007), de la estación hidrométrica 20026, Tlapacoyan**

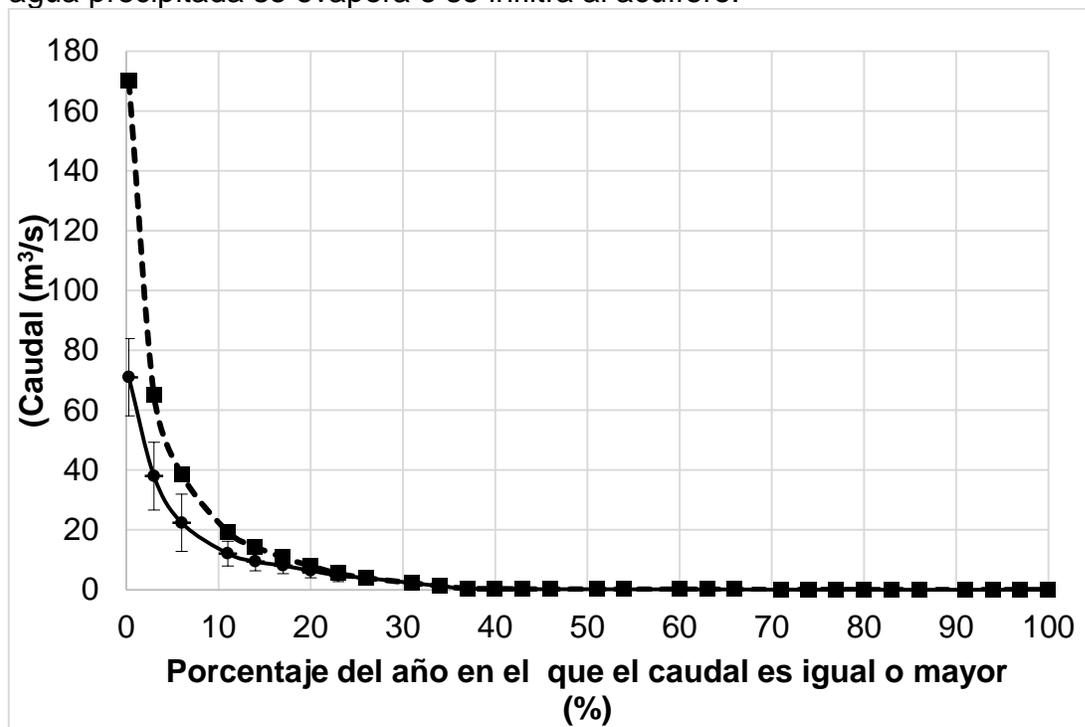
Los resultados muestran que en la estación 20026 gran parte del año (del 60 al 80%) el caudal es nulo. El máximo caudal (promedio diario) llega a alcanzar  $70\text{m}^3/\text{s}$  en promedio, con variaciones que van desde los  $30\text{m}^3/\text{s}$  hasta años excepcionalmente húmedos con caudales máximos de  $100\text{m}^3/\text{s}$  (como el año 1999). Esas condiciones de variabilidad, pero sobre todo de caudal nulo gran parte del año permiten afirmar que resulta inapropiado para cualquier aprovechamiento mini hidroeléctrico.

Es importante mencionar que la ubicación de la estación hidrométrica 20026 no permite determinar el caudal total de la zona de estudio, ya que existe una zona

de escurrimiento aguas abajo que tributa caudal a lo que podríamos llamar como punto de descarga hidrológico de la zona de estudio (Ver Figura 10).

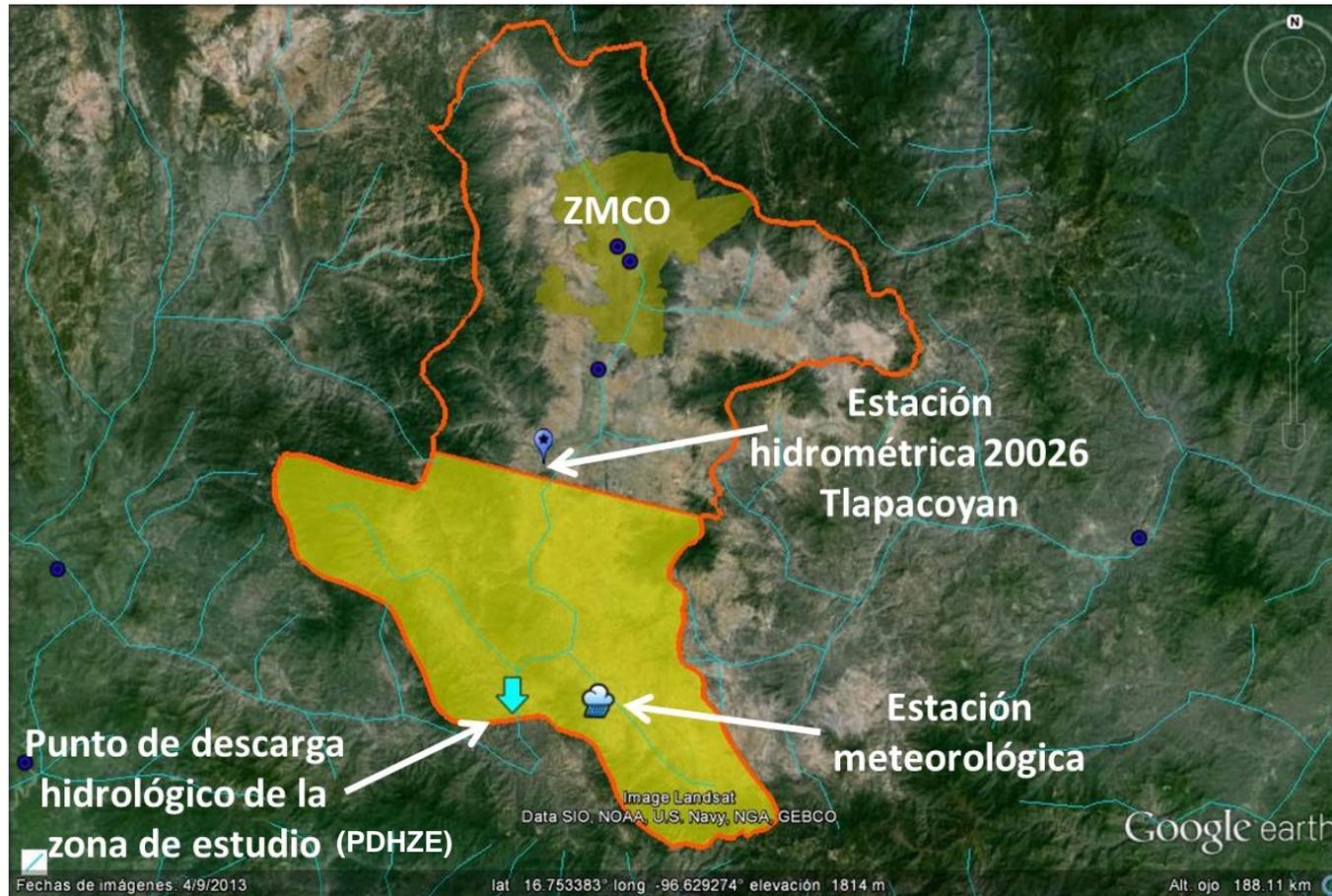
Con la finalidad de determinar el caudal en el Punto de Descarga Hidrológico de la Zona de Estudio (PDHZE) se estimó el caudal producido por la zona de escurrimiento intermedia entre la estación hidrométrica 20026 y el punto de descarga referido. Posteriormente dicho caudal estimado fue sumado al caudal medido en la estación 20026. De esta manera fue posible estimar el caudal en el punto de la zona de estudio que se encuentra más aguas abajo y en el cual se asume como el PDHZE.

Tomando de referencia los datos diarios de precipitación de la estación meteorológica más cercana, se asumió que el 5% de la lámina de agua precipitada contribuye a un caudal de las escorrentías presentes. Es importante mencionar que una estimación al respecto más precisa esta fuera del alcance del presente proyecto, ya que implicaría seccionar el área por pendientes, tipos y usos de suelo y determinarles un factor de escorrentía específico, así como determinaciones geológicas que brinden información de los flujos de agua presentes. No obstante, la suposición del 5% se considera razonable dadas las condiciones de aridez de la región, donde se esperaría que la gran mayoría del agua precipitada se evapora o se infiltra al acuífero.



Fuente: Elaboración propia con base en CONAGUA

**Gráfica 19.- de la estación hidrométrica 20026 (-) y CCC hipotética del punto de descarga hidrológico de la zona de estudio (---)**

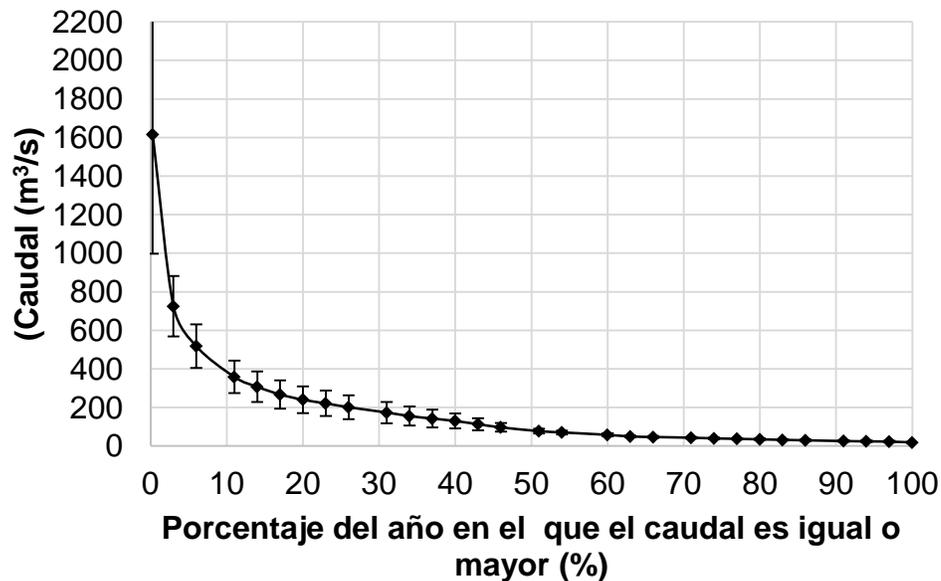


Fuente: Elaboración propia, en base a Google Earth, CONAGUA (estaciones hidrométricas) y CONABIO (Red hidrológica)).  
**Figura 10.- Ubicación de la estación hidrométrica 20026 en la zona de estudio. En amarillo la zona de captura de agua superficial que no se contabiliza en el caudal medido en la referida estación. También se presenta el punto de descarga hídrico de la zona de estudio y la estación meteorológica tomada de referencia.**

Los resultados muestran (Ver figura anterior) que aun en el punto de descarga hidrológico de la zona de estudio, el caudal sigue siendo nulo en alrededor del 60% del año, ya que en esa fracción del año no se presentan precipitaciones en la zona. Como es de esperarse los caudales máximos del PDHZE son mayores a los de la estación hidrométrica 20026 debido a la suma de las escorrentías.

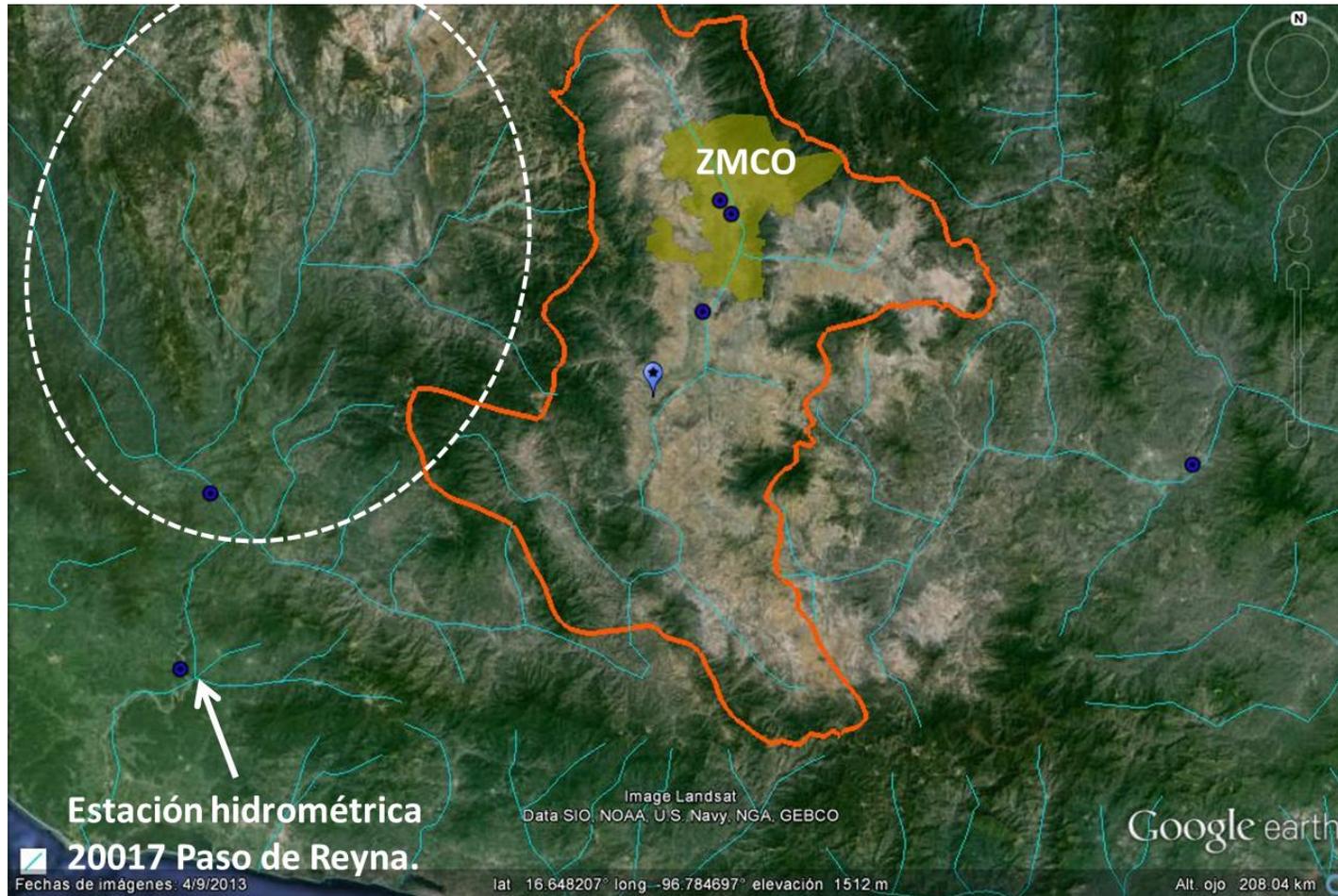
#### 5.4.5.2 DIAGNÓSTICO DEL RÍO ATOYAC

Con la finalidad de determinar el comportamiento del caudal del Río Atoyac aguas abajo del PDHZE, se elaboró la CCC de la estación 20017, Paso de Reyna. En esta región la corriente también recibe el nombre de Río Verde (ver Figura 11). Los resultados muestran que en este punto el caudal es perene, teniendo un máxima que llega rebasar los 1600m<sup>3</sup>/s, con una mínima de 11 m<sup>3</sup>/s, en época de secas.



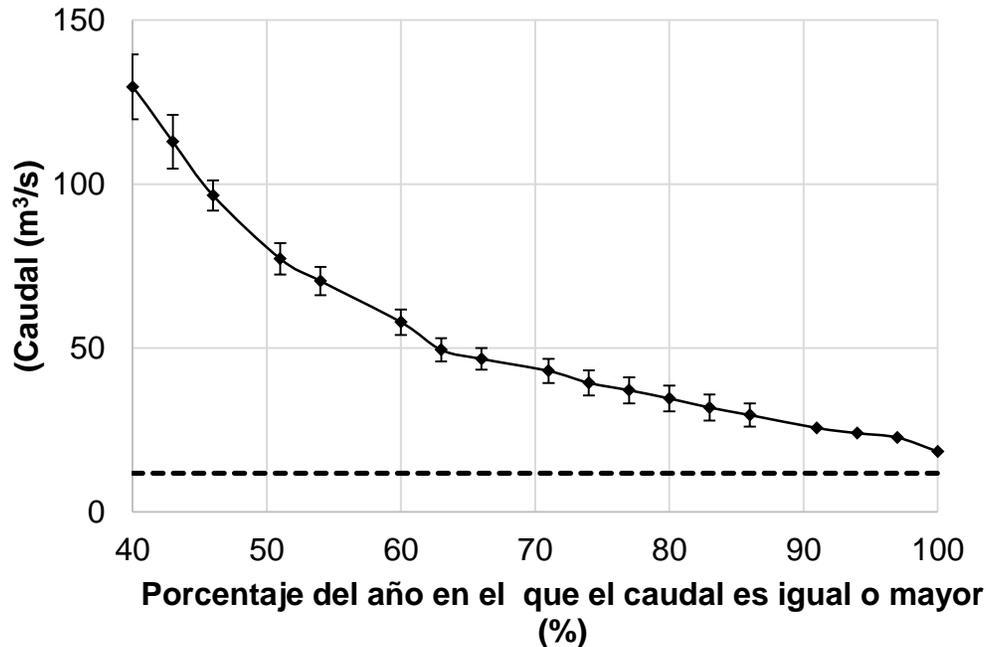
Fuente: Elaboración propia con base en datos de CONAGUA

**Gráfica 8.- Curva de Caudales Clasificados promedio con su error estándar (1979, 1980, 1981, 1982 y 1983), de la estación hidrométrica 20017, Paso de Reyna.**



Fuente: Elaboración propia, en base a Google Earth, CONAGUA (estaciones hidrométricas) y CONABIO (Red hidrológica).  
Figura 11.- de la estación hidrométrica 2017, fuera de la zona de estudio. La zona punteada representa área de captación adicional que tributa caudal a la estación hidrométrica referida. En rojo se representa la zona de estudio.

A continuación se presenta un acercamiento de la gráfica de CCC de la estación 20017 (Paso de Reyna), con la finalidad de presentar el caudal mínimo presente en dicha corriente.



Fuente: Elaboración propia con datos de CONAGUA)

**Gráfica 9.- Curva de Caudales Clasificados promedio con su error estándar (1979, 1980, 1981, 1982 y 1983), de la estación hidrométrica 20017, Paso de Reyna. Caudal perenne (---)**

En la figura anterior se observa que el caudal mínimo en el Río Verde es de alrededor de  $11\text{m}^3/\text{s}$ . Sin embargo este caudal no significa que todo estaría disponible para su uso hidroeléctrico. Un estudio específico debería determinar caudal ecológico (aquel que deberá mantener para no causar un impacto significativo en la dinámica ecológica del lugar), además aguas abajo justo antes de desembocar existe una pequeña región agrícola, la cual es posible use aguas del río para riego. Con respecto a las alturas disponibles, el punto de medición (estación 20017) se encuentra a 48 m.s.n.m., mientras que la desembocadura del río se encuentra aprox. a cerca de 35 km., por lo que no se identifican pendientes pronunciadas en este tramo. Aguas arriba del punto de la estación Paso de Reyna tampoco se presentan pendientes importantes. En una prospección en base al programa Google Earth se identifica que como máximo se puede encontrar una caída de 20m en un tramo de 1 km del Río. Es así que tomando en cuenta esta caída con un caudal de  $11\text{m}^3/\text{s}$ , se obtiene una energía potencial (PHTB) de 2,156

kw ó 2.1 MW. Como se ha presentado anteriormente este valor representa un valor máximo total teórico, por lo que habría de esperar un valor aprovechable aún menor. Asumiendo un valor del 10%, quedarían 215.6 kW ó 0.215 MW, lo que sugiere inviable el aprovechamiento mini-hidroeléctrico en la región en estudio.

#### 5.4.5.3 APROVECHAMIENTO HIDROELÉCTRICO ACTUAL EN EL ESTADO DE OAXACA

Los resultados anteriores nos muestran que la principal limitante para la ejecución de mini hidroeléctricas de derivación es la falta de caudales perennes. La marcada estacionalidad de las lluvias característico de la región es el factor principal que determina la gran variabilidad de la magnitud del caudal en una corriente determinada a lo largo de un año. Es así que en época de lluvias se tienen caudales muy altos mientras que en época de secas los caudales son muy limitados. Esto imposibilita el establecimiento de plantas mini hidroeléctricas de derivación de uso continuo, por lo que el aprovechamiento hidroeléctrico sería factible sólo en caso de considerar plantas a pie de presa. La prospección de la naturaleza de las actuales plantas hidroeléctricas en el estado corrobora esta aseveración.

El aprovechamiento hidroeléctrico en Oaxaca es limitado, actualmente se tiene certeza del funcionamiento de sólo dos plantas públicas, una de ellas Mini hidroeléctrica (Tamazulapan). Otros dos intentos del sector privado en el sector mini hidroeléctrico han sido realizados, los cuales al momento se reportan como cancelados (Cerro del Oro y Benito Juárez). La naturaleza de dichas plantas hidroeléctricas corresponde a pie de presa, por lo que no existe en el estado aprovechamiento mini hidroeléctrico con plantas de derivación. La planta mini hidroeléctrica de Tamazulapan constituye un caso especial, ya que de acuerdo a información recopilada de fuentes periodísticas, corresponde al aprovechamiento de un caudal proveniente de un ojo de agua. El análisis del lugar mediante Google Earth permite observar que dicho punto de descarga comprende la parte alta de un cerro el cual llega a tener una caída de más de 100 metros. Es así que considerando que dicha planta tiene dos unidades y que su capacidad conjunta es de 2.5 MW, se estima que el caudal podría estar al menos entre 1.5 y 2 m<sup>3</sup>/s.

**Tabla 20.- Aprovechamientos hidroeléctricos en el estado de Oaxaca**

Nombre	Propiedad	Capacidad	Tipo	Estatus
Temascal	CFE- Pública	354 MW	Presa Miguel Alemán	En funcionamiento desde 1959
Tamazulapan	CFE- Pública	Mini hidro – 2.5 MW en 2 unidades	Ojo de agua	En funcionamiento
Paso de Reyna	CFE - Pública	540 MW	Presa por Construir en Río Verde	Estudios de Pre factibilidad

Nombre	Propiedad	Capacidad	Tipo	Estatus
Benito Juárez	Electricidad del Istmo - Privada	Mini Hdro – 20MW	Presa	En etapa de construcción se canceló
Cerro del Oro	Electricidad de Oriente - Privada	Mini Hidro – 18.8 MW	Presa	En etapa de construcción se canceló



Fuente: Elaboración propia, en base a Google Earth,

**Figura 12.- Localización de los aprovechamientos hidroeléctricos en el estado de Oaxaca. Se marca la región de estudio. MH.- Mini hidroeléctrica; H.- Hidroeléctrica. Las marcas en azul representan plantas en funcionamiento y las marcas en blanco plantas canceladas o en factibilidad**

En el estado existen reportes de proyectos hidroeléctricos en etapas de Pre factibilidad y Factibilidad en Oaxaca. Según el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2012-2026, elaborado por CFE, se tiene reporte de ocho proyectos hidroeléctricos en etapas de pre factibilidad o factibilidad, sin llegar aún a la fase de diseño, la siguiente tabla describe las características principales de éstos proyectos, sin embargo, no se especifica su ubicación.

**Tabla 21.- Proyectos hidroeléctricos en el estado de Oaxaca en etapas de pre factibilidad o factibilidad**

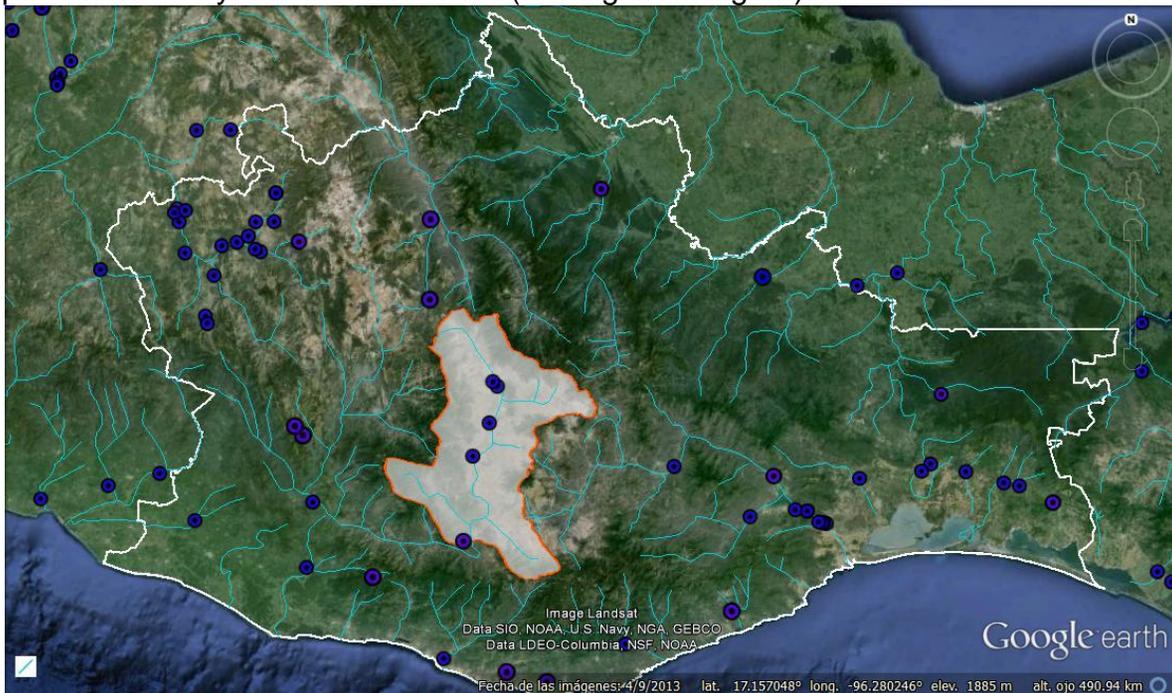
Área	Proyecto	Unidades	Capacidad total (MW)	Generación Media Anual (GWh)	Nivel de Estudio
Oriental	Reforma	2	135	197	P
	Colorado	2	60	263	P
	Cuanana	2	80	350	P
	El Tigre	2	38	166	P
	Independencia	2	70	307	P
	Atoyaquillo	2	34	149	P
	Ixtayutla	2	530	1,596	F
	Paso de la Reina	2	540	1,600	F

**P- Pre factibilidad F- Factibilidad**

De los proyectos reportados en la tabla anterior ninguno correspondería a Mini hidroeléctricas, por lo que es razonable pensar que dichos proyectos serán a pie de presa. En este sentido es preciso abundar en el proyecto “Paso de Reyna” cuya capacidad se estima en 540 MW. La localización de dicho emplazamiento sería cercano al punto de la estación 20017 para el cual se elaboró la CCC de la figura 11, los resultados muestran que como caudal perenne solo se tiene 11m<sup>3</sup>/s como mínimo hasta un 50% del año, sin embargo se tienen registrados caudales máximos mayores a 1000 m<sup>3</sup>/s. Estas condiciones permiten establecer que solo a través de un aprovechamiento a pie de presa se podrían tener dichos valores de capacidad de generación eléctrica esperada. No ha sido posible acceder a un documento público referente a las características del proyecto, sin embargo por versiones periodísticas se ha podido identificar que dicho proyecto prevé una cortina de 195 metros y una afectación directamente en 3100 hectáreas en 6 municipios y 15 localidades de la costa oaxaqueña. Estas localidades están integradas por población indígena mixteca y chatina, así como población afro mestiza. Por esta razón dicho proyecto ha tenido dificultades para tener la aprobación de la población local, ya que desde 2006 la CFE ha tenido trabajos de información al respecto.

#### 5.4.5.4 DIAGNÓSTICO DEL POTENCIAL HIDROELÉCTRICO DE DERIVACIÓN EN EL ESTADO DE OAXACA

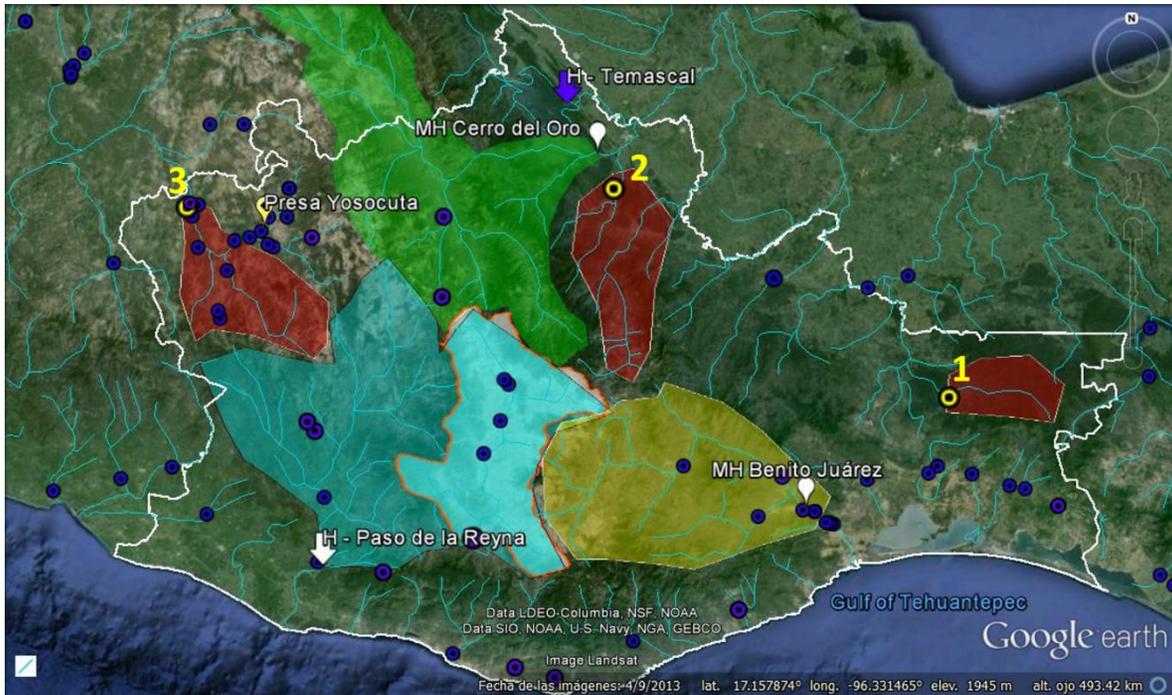
En primer lugar se procedió a identificar la red hidrológica principal del estado y así sobreponer sobre ella la posición geográfica de las estaciones hidrométricas que existen en la base de datos BANDAS. Se puede observar que la distribución de dichas estaciones no es homogénea ya que se concentran principalmente en la parte noroeste y sureste del estado (Ver siguiente figura).



Fuente: Elaboración propia, en base a Google Earth información de CONAGUA (estaciones hidrométricas) y CONABIO (Red hidrológica).

**Figura 13.- Red Hidrológica principal y Estaciones hidrométricas en el estado de Oaxaca.**

Posteriormente se identificó la posición de las actuales presas en el estado y se identificó que el patrón de su ubicación comprende la captación de los principales escurrimientos del estado. Por ejemplo el Río Santo Domingo (que posteriormente recibe el nombre de Río Papaloapan) es represado en la presa Miguel Alemán, en la cual una parte corresponde a la hidroeléctrica Temascal y otra a la que correspondería a la Mini hidroeléctrica Cerro del Oro. Por su parte el Río Tehuantepec es represado en el embalse Benito Juárez donde se pretendía ubicar la mini hidroeléctrica del mismo nombre. Finalmente el Río Atoyac y el Río Verde serían represados en lo que pretende ser el proyecto de la Presa “Paso de Reyna”. La delimitación de dichas áreas de aprovechamiento, así como de otras potenciales, fueron identificadas y se presentan en la siguiente figura. La descripción se presenta más adelante.



Fuente: Elaboración propia, en base a Google Earth información de CONAGUA (estaciones hidrométricas) y CONABIO (Red hidrológica).

**Figura 14.- Zonas de aprovechamiento hidrológico en el estado de Oaxaca (Presa Miguel Alemán proyecto Cerro del Oro y Presa Benito Juárez) y 3 zonas potenciales sin aprovechar (sombreado en rojo y sus correspondientes puntos de descarga en amarillo).**

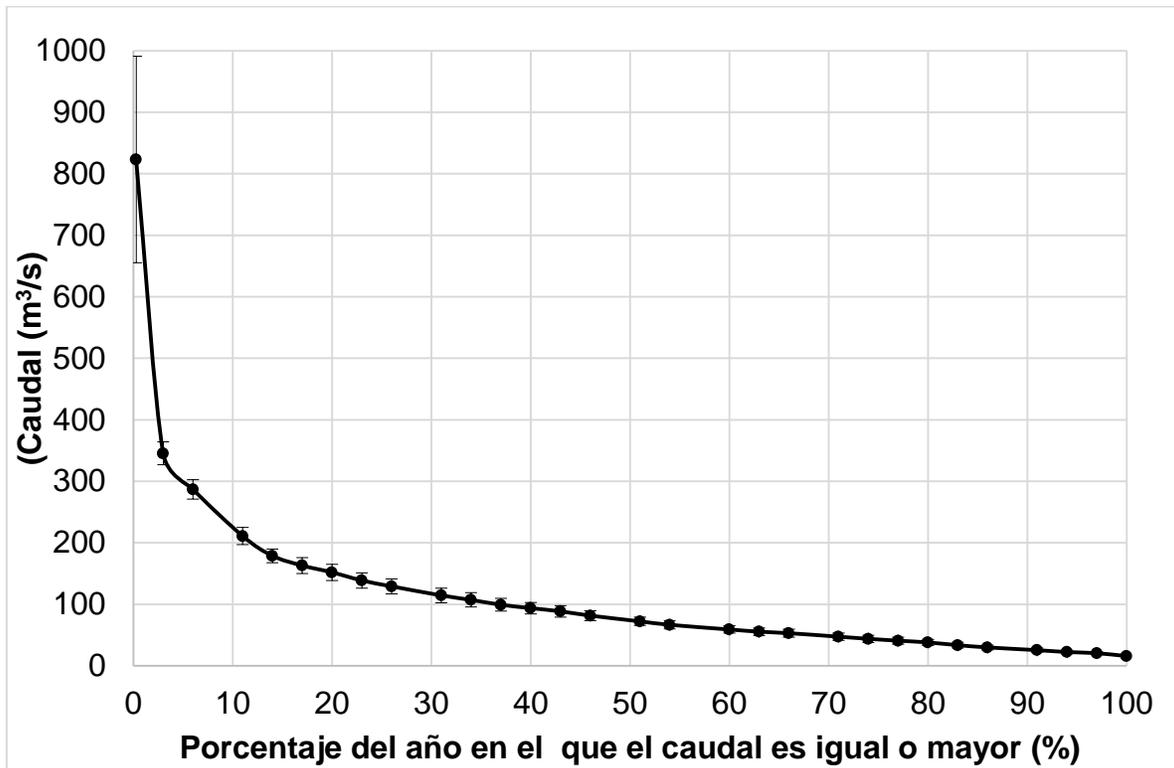
La zona en verde capta el agua de escorrentía del río Papaloapan y que es aprovechada aguas abajo en la presa Cerro del Oro, donde ya existió un intento de instalación mini hidroeléctrica. Como población cercana se encuentra la ciudad de Tuxtepec a 15 km, por lo que de ser posible su instalación sería una oportunidad de aprovechamiento público. No obstante el proyecto cancelado corresponde a una empresa privada (Electricidad de Oriente). La zona en amarillo corresponde a la cuenca de captación de agua de escorrentía cuyo aprovechamiento hidroeléctrico corresponde a la presa Benito Juárez donde del mismo modo ya existió un intento privado de instalación Mini hidroeléctrica (Electricidad del Istmo). No está claro cuál ha sido el principal factor para la oposición a dichos proyectos, ya que en ambos casos la presa de captación ya existe, por lo que es posible que la afectación se encuentra en la adquisición de terrenos para la infraestructura complementaria. En este sentido es preciso mencionar el caso de la presa Yosocuta, la cual actualmente se ocupa para actividades de riego y ecoturismo, y cuyo embalse podría ser susceptible de aprovechamiento hidroeléctrico considerando además de algunos poblados se encuentran muy cercanos: San Marcos Arteaga, San Jerónimo Silacayoapilla y San Andrés Dinicuti.

Por su parte, la zona en azul corresponde a la zona de captación de lo que sería aprovechable en el proyecto Paso de Reyna, para la cual como se discutió anteriormente comprende la construcción de una presa.

Finalmente como resultado del análisis de la red hidrológica del estado y de las zonas que aún no son aprovechadas para la generación de energía eléctrica, se determinaron ciertas zonas de escurrimiento para el análisis de los caudales presentes en los puntos de descarga determinados (Puntos en amarillo de la figura anterior, llamados de aquí en adelante Zona Potencial 1, 2 y 3). A continuación se presentan los resultados de caudales presentes.

#### *5.4.5.4.1 ZONA POTENCIAL 1*

Esta zona se identifica como el nacimiento del Río Coatzacoalcos en el extremo este del estado de Oaxaca. El análisis de la foto de satélite permite identificar que es una zona que tiene características diferentes a las que se presentan en las pequeñas corrientes que se forman con dirección a la costa de Oaxaca. En la presente zona se observa un sistema montañoso y con un tono verde muy conspicuo que permite identificar una zona de vegetación tropical en el cual seguramente el régimen de lluvias será importante. El análisis de los datos de caudal permitió identificar esta condición ya que como caudal mínimo promedio se obtuvo un valor de 15.74 m<sup>3</sup>/s. Este valor es notable si consideramos que en comparación con la zona de escurrimiento del punto Paso de Reyna (en la región central del estado y que incluye la ZMCO), la cual es al menos 10 veces más grande, no obstante la presente zona tiene mayor escurrimiento promedio y una topografía más accidentada.



Fuente: Elaboración propia con datos de CONAGUA)

**Gráfica 10.- Curva de Caudales Clasificados promedio con su error estándar (1981, 1982, 1983, 1984 y 1985), de la estación hidrométrica 29007, Paso Arnulfo.**

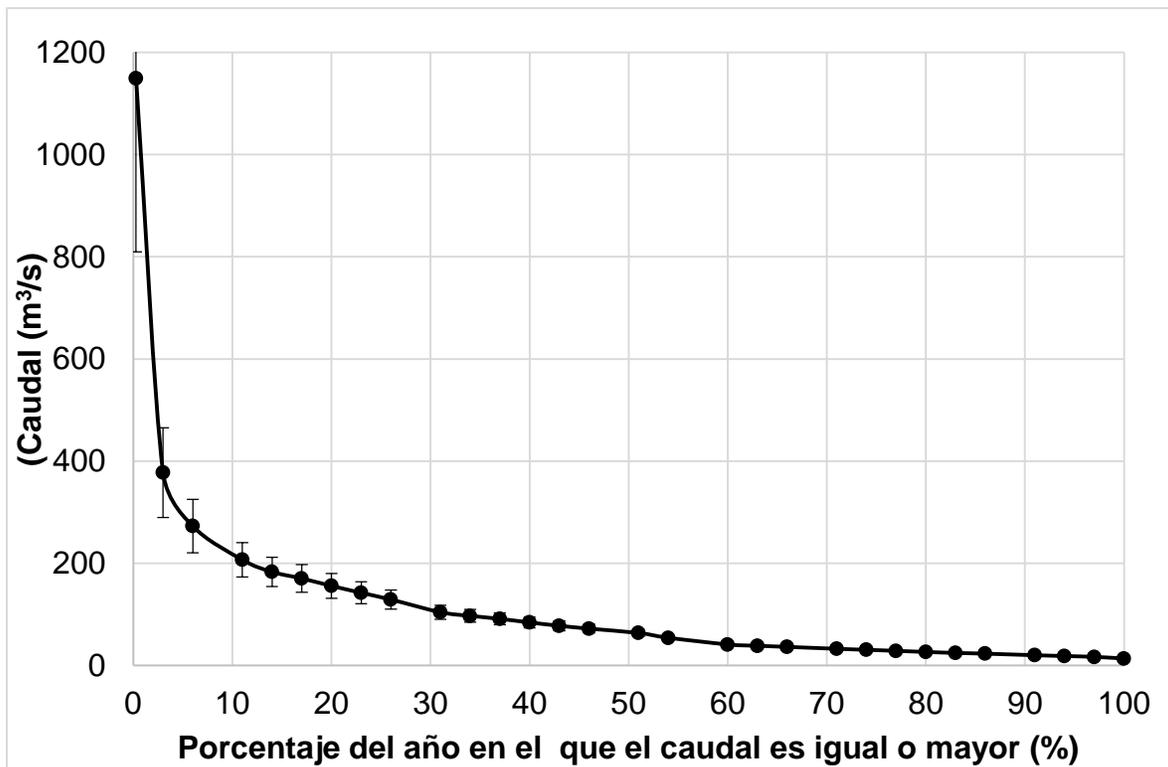
Aun cuando los factores físicos del ambiente parecen indicar un potencial de aprovechamiento hídrico, no se prevé aptitud en sus condiciones sociales y ecológicas. Ya que esta zona corresponde a uno de los pequeños reductos de selva alta que aún se encuentran en el país, esta zona es conocida como los Chimalapas. De manera general se presenta poca densidad de población y el único poblado importante es Santa María Chimalapa.

#### 5.4.5.4.2 ZONA POTENCIAL 2

Esta zona comprende el nacimiento de dos ríos principalmente: el Río Cajonos y el Río Valle Nacional. Aguas abajo, en la planicie veracruzana, el primero tributa al Río Papaloapan y el Segundo tributa al Río Tesechoacan. Los datos de la estación hidrométrica 28056 muestran que el caudal mínimo promedio es de 13,42 m<sup>3</sup>/s. Estos datos sólo corresponden al Río Valle Nacional, ya que en el Río Cajonos no existe estación hidrométrica. Sin embargo se observan que ambos sistemas hidrológicos están contiguos y son muy similares en sus características

topográficas, pues los dos se forman en esta parte de la Sierra Madre Oriental y desembocan en el Golfo de México.

De esta manera el caudal mínimo promedio obtenido para el Río Valle Nacional ( $13,42 \text{ m}^3/\text{s}$ ) es notable si lo consideramos con los  $11 \text{ m}^3/\text{s}$  de la estación Paso de Reyna, pues esta última comprende una zona de captación (en la región central del estado) que es al menos unas 10 veces mayor.



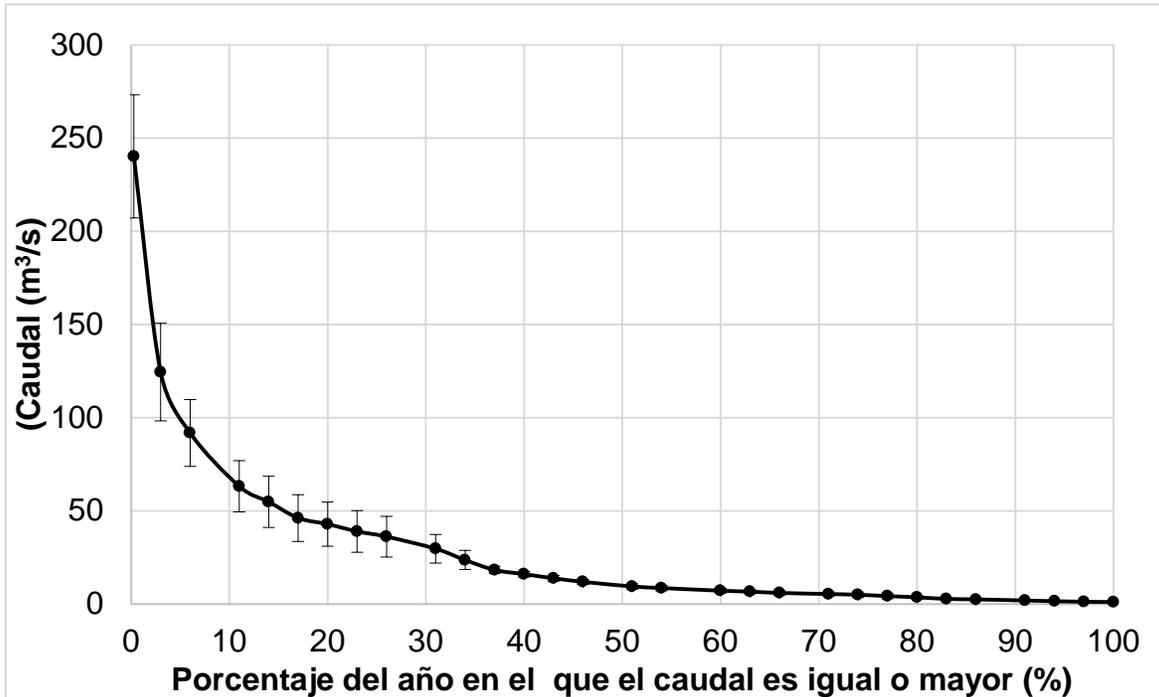
Fuente: Elaboración propia con datos de CONAGUA)

**Gráfica 11.- Curva de Caudales Clasificados promedio con su error estándar (2006, 2007, 2009, 2010 y 2011), de la estación hidrométrica 28056, Jacatepec.**

Es así que ambos ríos (Cajonos y Valle Nacional) son las dos corrientes de agua con mayor aptitud hídrica para el establecimiento de mini hidroeléctricas en el estado de Oaxaca. La observación del sistema montañoso de ambas corrientes (en la imagen de satélite) permite prever que puedan existir caídas importantes con potencial de ser aprovechadas. Sin embargo en el nacimiento de dichos ríos donde se presentan los macizos montañosos de consideración, sólo existen un gran número de poblados muy pequeños para los cuales podrían NO resultar costo efectiva una solución de mini hidroeléctricas, en mayor medida si ya cuentan con servicio público.

#### 5.4.5.4.3 ZONA POTENCIAL 3

Esta corriente corresponde al río Tamazulapa el cual es un afluente de lo que más adelante en el estado de Guerrero se convierte en el Río Balsas. Los datos de caudal muestran que aunque es perene, el caudal mínimo promedio es apenas de 1 m<sup>3</sup>/s. Por lo que esta corriente no cumple las características para la instalación mini hidroeléctrica de derivación en uso continuo.



Fuente: Elaboración propia con datos de CONAGUA)

**Gráfica 12.- Curva de Caudales Clasificados promedio con su error estándar (1986, 1987, 1988, 1989 y 1990), de la estación hidrométrica 18344, Mariscala.**

#### 5.4.6 CONCLUSIONES

- Las regiones Centro, Sur y Oeste del estado de Oaxaca presentan los niveles de caudales menos apropiados para el aprovechamiento mini hidroeléctrico de derivación. En el caso de las regiones Centro y Oeste la causa más convincente es el clima estacional muy marcado entre época de lluvias y época de secas. Aun cuando en las zonas altas hay climas templado y subtropicales, en las planicies dominan los climas semi secos. En el sur del estado correspondiente a la zona costera, el sistema montañoso de la Sierra Madre del Sur funciona como barrera y ocasiona que la mayoría de los escurrimientos en esta región sean de distancias cortas hacia la costa imposibilitando el desarrollo de ríos perennes. Sólo los ríos Verde y Tehuantepec, que desembocan en la costa tienen zonas de captación provenientes del centro del estado. En el primero existe un proyecto de represarlos (Presa Paso de Reyna) en el segundo ya existe la presa Benito Juárez.
- La región Noreste del estado presenta las mejores condiciones hidrológicas y topográficas para el establecimiento de plantas mini hidroeléctricas de derivación, específicamente se identificó un área definida como “Zona Potencial 2” (Ver Figura 14). No obstante en la zona montañosa donde se podrían encontrar las mejores caídas de agua, solo existen pequeños poblados dispersos para los cuales pudiera ser no costo-efectivo el establecimiento mini hidroeléctrico para abastecimiento. Los asentamientos urbanos se presentan en la planicie.
- **El aprovechamiento mini-hidroeléctrico por derivación de uso continuo se concibe no factible en el Estado de Oaxaca** en la red hidrológica principal en el contexto de una oportunidad para mitigar las emisiones de GEI provenientes del uso energía en zonas urbanas.
- No se descarta la presencia de brotes (ojos de agua) de agua subterránea los cuales puedan ser susceptibles de aprovecharse mediante mini hidroeléctricas, y cuya naturaleza no fuera identificada en el alcance del presente trabajo. Como el caso de la planta Tamazulapan, la cual no obstante se identifica como un caso no común donde las condiciones del medio físico fueron muy especiales.

## 6 REFERENCIAS

Billier, D. (2007). Comexhidro suspende proyecto Benito Juárez. *BNamericas*, [online] 11, June. Retrieved from:  
[http://www.bnamericas.com/news/energiaelectrica/Comexhidro\\_suspende\\_proyecto\\_Benito\\_Juarez](http://www.bnamericas.com/news/energiaelectrica/Comexhidro_suspende_proyecto_Benito_Juarez) [Accessed: 14 Nov 2013].

CFE (2013). *Tarifas - CFE*. [online] Retrieved from:  
[http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/Tarifas\\_casa.asp?Tarifa=DACTAR1&anio=2013](http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/Tarifas_casa.asp?Tarifa=DACTAR1&anio=2013) [Accessed: 11 Nov 2013].

Comisión Federal de Electricidad, C. (n.d.). *Subdirección de Programación. Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2012-2026*. [report] Comisión Federal de Electricidad, pp. 3-22, 3-23.

Comisión Reguladora de Energía – CRE [online] Retrieved from:  
<http://www.cre.gob.mx/documento/2317.pdf> [Accessed: 12 Nov 2013]

CONAE, C. (n.d.). *Comisión Nacional para el Ahorro de Energía*. [online] Retrieved from:  
<http://www.conae.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/1601/1/images/minihidraulica.pdf> [Accessed: 14 Nov 2013].

DGTIC, W. (2013). Marco Legal - [www.renovables.gob.mx](http://www.renovables.gob.mx). [online] Retrieved from:  
<http://www.renovables.gob.mx/portal/Default.aspx?id=1658&lang=1> [Accessed: 14 Nov 2013].

DOF (2014). Acuerdo por el que se fija el precio máximo para el gas licuado de petróleo al usuario final correspondiente al mes de enero de 2014.  
[http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5328687&fecha=01/01/2014](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5328687&fecha=01/01/2014)

EPIA (2010). *Unlocking the Sunbelt Potential of Photovoltaics*. [online] Retrieved from:  
[http://www.emiratessolar.org/wp-content/uploads/2012/08/EPIA-Unlocking\\_the\\_Sunbelt\\_Potential-of-PV.pdf](http://www.emiratessolar.org/wp-content/uploads/2012/08/EPIA-Unlocking_the_Sunbelt_Potential-of-PV.pdf) [Accessed: 11 Nov 2013].

FERMAC (2013). *Perspectivas del valor de mercado de CSA 2013-1018*. [report] Fabricantes Mexicanos en la Energías Renovables AC

Flores, M. (n.d.). *Noticias y Avisos*. [online] Retrieved from:  
<http://www.conricyt.mx/noticias-y-avisos/oaxaca-y-chiapas-principal-fuente-de-energia-renovable-del-pais.htm> [Accessed: 14 Nov 2013].

García, M. (2011). *El Sector de las Energías Renovables en México*. [report] Consejería de Economía, Innovación y Ciencia. Agencia Andaluza de Promoción Exterior EXTENDA, pp. 24-25.

Godoy, E. (n.d.). Comunidades mexicanas en pie de guerra contra minihidroeléctricas. *Inter Press Service*, [online] Retrieved from: <http://www.ipsnoticias.net/2012/07/comunidades-mexicanas-en-pie-de-guerra-contra-minihidroelectricas/> [Accessed: 14 Nov 2013].

IIE (2010). *Atlas Energías Renovables*. [online] Retrieved from: <http://www.iie.org.mx/mapas> [Accessed: 14 Nov 2013].

Jacobson, M. (2008). Review of Solutions to Global Warming, Air Pollution and Energy Security. [report] Stanford University.

Kreutzmann. (2008). *Multicrystalline: Best-in-class commercial module efficiencies, 1999-2008*. Photon International. Photon International 1999 - 2008

PROCALSOL (2007). *Programa para la promoción de calentadores solares de agua en México*. [online] Retrieved from: <http://www.conuee.gob.mx/work/images/Procalsol.pdf> [Accessed: 11 Nov 2013].

PROSOLAR (2012). *Programa de Fomento de Sistemas Fotovoltaicos en México*. [online] Retrieved from: <http://www.giz.de/de/downloads/2012-giz-sistemas-fotovoltaicos-mexico-prosolar-es.pdf> [Accessed: 10 Nov 2013].

Rendón Valdés, R. (2012). Utility-scale solar power in Mexico: A feasibility analysis for Photovoltaic and Concentrated Solar Power. [report] Frankfurt

Secretaría de Energía (SENER) (2009). *Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables*. [report] Diario Oficial de la Federación. México., pp. 65-70.

Secretaría de Energía (SENER) (n.d.). *Secretaría de Energía (SENER)*. [online] Retrieved from: [http://www.sener.gob.mx/webSener/res/168/Cap2\\_EstimaRE.pdf](http://www.sener.gob.mx/webSener/res/168/Cap2_EstimaRE.pdf): [Accessed: 14 Nov 2013].

SENER (2006). *Nichos de Mercado para sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica en México*. [online] Retrieved from: <http://www.giz.de/de/downloads/en-market-niches-for-gride-connected-photovoltaic-systems-mexico.pdf> [Accessed: 14 Nov 2013].

SFVI (2013). Proyecto Fotovoltaico 2012. [online] Retrieved from: <http://www.iie.org.mx/proyctofotovoltaico/index.php> [Accessed: 12 Nov 2013].

Solartronic (2003). Irradiaciones Global, Directa y difusa en superficies horizontales e inclinadas para la república Mexicana. [online] Retrieved from:

<http://www.solartronic.com/download/radiacion.pdf> [Accessed: 14 Nov 2013].

Valdez Ingenieros S.A. De C.V., V. (2005). *Anexo 8. Estimación del Recurso para Pequeña, Mini y Micro Hidroenergía, Aplicaciones en México.* [online] Retrieved from:

[http://www.sener.gob.mx/webSener/res/168/A8\\_Minihi.pdf](http://www.sener.gob.mx/webSener/res/168/A8_Minihi.pdf) [Accessed: 14 Nov 2013].

Valdéz, L. (2008). Diplomado en Eficiencia Energética, Energías Limpias y Desarrollo Sustentable. [online] Retrieved from:

<http://www.supresores.com/cimemorcom/Articulos/Ponencia%20UNAM%2023%20Mayo%2008.pdf> [Accessed: 14 Nov 2013].

INEGI. (2012). *Perspectiva estadística Oaxaca.*

INEGI. (2013). *BANCO DE INFORMACIÓN.* Recuperado el 08 de 03 de 2014, de <http://www3.inegi.org.mx/sistemas/biinegi/>

IPCC. (2006). *Guidelines for National Greenhpuse Gas Inventories* . Obtenido de <http://www.ipcc.ch/meetings/session25/doc4a4b/vol2.pdf>

SEDEMA. (2008). *Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero Zona Metropolitana del Valle de México.* México D.F.

CONAGUA, 2010. *Banco Nacional de Datos de Aguas Superficiales (BANDAS).* <http://www.conagua.gob.mx/CONAGUA07/Contenido/Documentos/Portada%20BANDAS.htm>

DOF, 24/05/2011. Decreto por el que se reforma el artículo 120 del Reglamento de la Ley de Aguas Nacionales.

ESHA. European Small Hydropower Association. 2006. Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica. Traducción Celso Penche, Proyecto SHERPA, Programa Energía Inteligente para Europa.

Google Earth 2013.

Hidrografía Nacional. 1998. 1: 4000000. Kml. CONABIO.

Estaciones Hidrométricas. 2002. Kml CONABIO. [http://www.conabio.gob.mx/informacion/metadatos/gis/esthidgw.xml?\\_httpcache=yes&\\_xsl=/db/metadatos/xsl/fgdc\\_html.xsl&\\_indent=no](http://www.conabio.gob.mx/informacion/metadatos/gis/esthidgw.xml?_httpcache=yes&_xsl=/db/metadatos/xsl/fgdc_html.xsl&_indent=no)

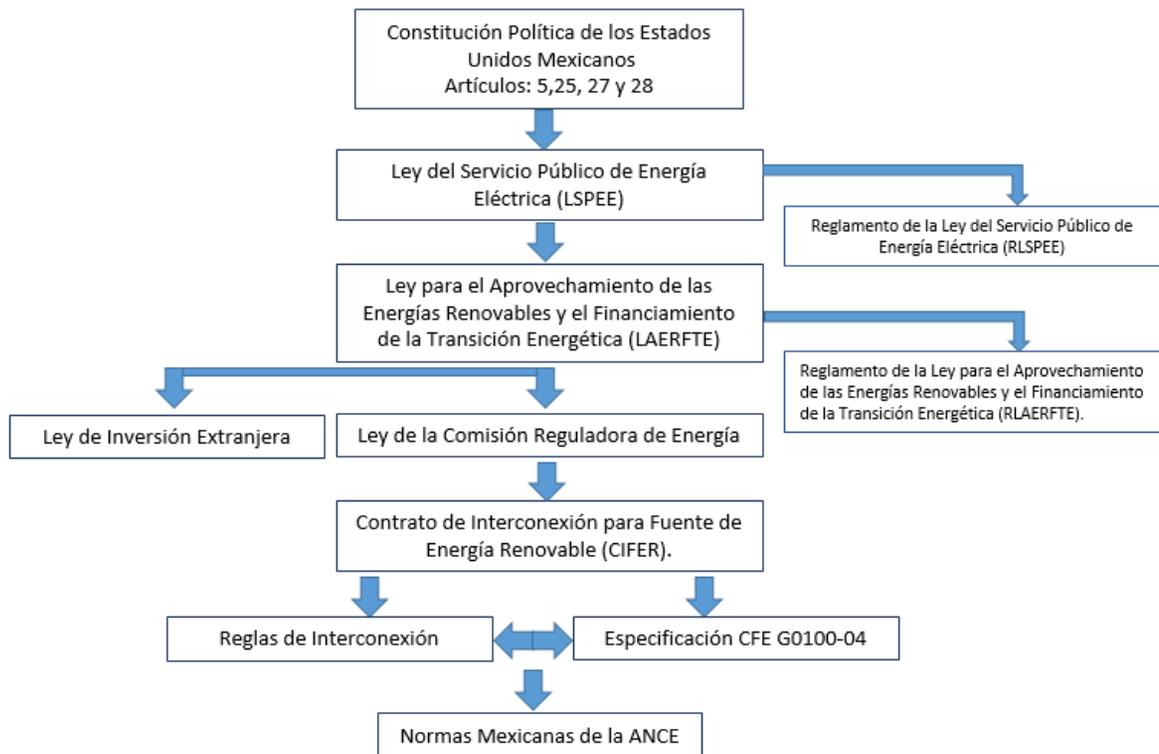
Secretaría de Energía (SENER) (2012). Prospectiva de Energías Renovables 2012-2026. [report]  
Secretaría de Energía. México., pp. 73-75..

Secretaría de Energía (SENER) (n.d.). Secretaría de Energía (SENER). [online] Retrieved from:  
[http://www.sener.gob.mx/webSener/res/168/Cap2\\_EstimaRE.pdf](http://www.sener.gob.mx/webSener/res/168/Cap2_EstimaRE.pdf): [Accessed: 14 Nov 201

## 7 ANEXOS

### 7.1 ANEXO 1.- MARCO LEGAL Y REGULATORIO

El Marco Legal y Regulatorio para la generación de energía eléctrica a través del uso de ER se desglosa en la Figura siguiente:



Fuente: Elaboración propia en base a (DGTIC, W.2013).

Figura 15.- Marco Legal y Regulatorio para el uso de sistemas Fotovoltaicos (FV) en México.

### CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS (CPEUM)

Es el documento en el cual se basan todas las leyes aplicables en México. Los artículos de interés que dicta la CPEUM para la generación de energía eléctrica mediante el uso de recursos renovables son; el Artículo 5°, que establece que cualquier persona podrá dedicarse a la profesión, industria o comercio siendo éstos lícitos. El Artículo 25° que establece que le corresponde al Estado la rectoría del desarrollo nacional para garantizar que éste sea integral y sustentable.

Mientras tanto, el Artículo 27° establece que la tierra y agua ubicados en el territorio mexicano pertenecen sólo a la nación y tiene el derecho de transmitir su

propiedad a particulares, constituyendo de esta manera la propiedad privada. Finalmente, el Artículo 28° establece que todas las prácticas monopólicas están prohibidas en el país (Constitución de México, 1917). De acuerdo con la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (LOAPF), corresponde a la Secretaría de Energía (SENER) la creación y conducción de la política energética, así como la supervisión general de la seguridad, la eficiencia energética y la protección del medio ambiente.

### **LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (LSPEE)**

Esta Ley es publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 22 de diciembre de 1975 (última reforma publicada DOF 09-04-2012). Su objetivo es la regulación del suministro del servicio eléctrico público. La Ley contempla las reglas por actividades del sector privado en el ámbito del suministro de energía, las cuáles no son consideradas como servicio público.

Los artículos más relevantes en materia de energía renovables son: los artículos 1°, 3° y 36° (Rendón Valdés, R.2012). El Artículo 1° de la LSPEE establece que corresponde exclusivamente a la Nación, a través de la empresa paraestatal, Comisión Federal de Electricidad (CFE), generar, transmitir, distribuir y vender la energía eléctrica para la prestación de servicio público, en concordancia con el Artículo 27° Constitucional.

Cabe señalar que en diciembre de 1992, la Ley fue reformada para permitir la participación privada en las actividades de generación, por lo cual en su Artículo 3° enumera las cinco actividades que no están consideradas como servicio público y que se encuentran abiertas a la participación privada:

- Autoabastecimiento.
- Cogeneración.
- Producción Independiente de Energía.
- Pequeña Producción.
- Importación y Exportación.

Finalmente, el Artículo 36° establece que la SENER, considerando los criterios y lineamientos de la política energética nacional y oyendo la opinión de la CFE, a través de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) otorgará los permisos para cada actividad según se trate, en las condiciones señaladas para cada caso.

### **REGLAMENTO DE LA LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (RLSPEE)**

Esta Ley es apoyada por el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, publicado en el DOF el 31 de mayo de 1993 (última reforma publicada DOF 30-11-2012), que pone en operación la LSPEE en referencia tanto al suministro del servicio público que a las actividades del sector privado.

Para el caso de las actividades que no constituyen servicio público, este instrumento especifica los requisitos y procedimientos administrativos para el otorgamiento y la modificación de permisos de generación de energía eléctrica a

particulares por la CRE. El reglamento también distingue las diferentes modalidades y describe los requisitos que los solicitantes tienen que cumplir para obtener un permiso. De la misma manera, en él se establecen los principios de licitaciones, que la CFE convoca para realizar proyectos de ampliación o sustitución de capacidad (DGTIC, W.2013).

### **LEY PARA EL APROVECHAMIENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y EL FINANCIAMIENTO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA (LAERFTE)**

Esta Ley es publicada el 28 de noviembre de 2008 en el DOF; tiene por objeto regular el aprovechamiento de fuentes de energía renovables y las tecnologías limpias para generar electricidad con fines distintos a la prestación del servicio público, así como establecer la estrategia nacional y los instrumentos para el financiamiento de la transición energética.

Por otro lado, en el Artículo 3° de esta Ley, se establece que son consideradas energías renovables aquellas *“cuya fuente reside en fenómenos de la naturaleza, procesos o materiales susceptibles de ser transformados en energía aprovechable por la humanidad, que se regeneran naturalmente, por lo que se encuentran disponibles de forma continua o periódica”*, y que se enumeran a continuación; el viento, la radiación solar, en todas sus formas; el movimiento del agua en cauces naturales o artificiales, la energía oceánica en sus distintas formas (a saber: maremotriz, maremotérmica, de las olas, de las corrientes marinas y del gradiente de concentración de sal); el calor de los yacimientos geotérmicos, los bioenergéticos, que determine la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos y aquellas otras que determine la Secretaría.

### **REGLAMENTO PARA LA LEY PARA EL APROVECHAMIENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y EL FINANCIAMIENTO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA (RLAERFTE)**

El 2 de septiembre de 2009, esta Ley publicó su Reglamento, que apoya el funcionamiento de la LAERFTE, e incluye detalles más específicos acerca de los proyectos de energía renovable en el país y plantea, en conjunto con la Ley, las atribuciones claves de la SENER y de la CRE, que se mencionan en forma general en el Anexo 6.- Atribuciones claves de la SENER y de la CRE. (es posible consultar con mayor detalle estas atribuciones en DGTIC,W.2013, sección LAERFTE o en la propia Ley)

### **LEY DE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA**

Esta Ley, publicada en el DOF el 31 de octubre de 1995 (última reforma publicada DOF 28-11-2008), establece la autonomía de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y define sus facultades y funciones. También, constituye a la Comisión como un órgano desconcentrado con autonomía técnica y operativa, cuyas

decisiones son tomadas en forma colegiada por los cinco comisionados que la integran.

Adicionalmente, mejora la transparencia, claridad y estabilidad del marco regulador para las industrias de gas natural y electricidad (DGTIC, W.2013). La Ley fortalece el marco institucional al permitir la posibilidad de realizar reformas.

### **CONTRATO DE INTERCONEXIÓN PARA FUENTE DE ENERGÍA RENOVABLE (CIFER) O SISTEMA DE COGENERACIÓN EN PEQUEÑAS Y MEDIANA ESCALA**

La CRE publicó el 8 de abril de 2010 estos modelos de contrato en el DOF, y su objetivo es establecer los derechos y obligaciones de los usuarios que interconectan una fuente de energía renovable al SEN (SENER/GIZ, 2012). Estos contratos de interconexión se basan en el principio de “medición neta” (Net-metering); que consiste en un medidor bidireccional, que registra tanto la cantidad de energía eléctrica entregada a la red por parte del Generador, como la entregada por el Suministrador al centro de consumo del Generador (DGTIC, W.2013).

Una de las características principales de este sistema de compensación es, que el Suministrador calcula la diferencia entre ambos registros y en base a esto se factura el consumo, teniendo en cuenta el contrato de suministro normal. Es decir, cuando el usuario inyecta energía el medidor de luz gira en sentido inverso. Al final del período de facturación, sólo se paga por el consumo neto el cual resulta de la resta del total de energía eléctrica consumida menos el total de energía eléctrica generada por la fuente de energía renovable (DGTIC, W.2013).

### **FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE Y COGENERACIÓN (PEQUEÑA ESCALA)**

Este contrato de Interconexión es aplicable tanto a personas físicas como morales. La capacidad máxima instalada no puede exceder 10 kW para usuarios en tarifas residenciales y 30 kW para aquellos en tarifas generales en baja tensión.



**Figura 16.- Modelo de contrato para interconectarse al SEN para fuentes de energía renovable y cogeneración (pequeña escala). Fuente: DGTIC, W2013.**

Otra característica es que no se permite portear energía a otros centros de consumo. El contrato entre el Generador y la CFE tiene vigencia indefinida y no requiere de un permiso de generación de energía eléctrica de la CRE, solo se establece un contrato anexo al de suministro normal.

**FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE Y COGENERACIÓN (MEDIANA ESCALA)**

También es aplicable a personas físicas o morales. En este caso, la capacidad máxima instalada del Generador no puede exceder 500 kW. Este contrato tampoco permite portear energía a otros centros de consumo. Tiene una vigencia indefinida y no requiere de un permiso de generación de energía eléctrica de la CRE, por lo cual se establece, de manera similar al de pequeña escala, un contrato anexo al de suministro normal.



**Figura 17.-Modelo de contrato para interconectarse al SEN para fuentes de energía renovable y cogeneración (mediana escala). Fuente: (DGTIC, W.2013).**

Si la fuente de energía genera más energía que la demandada por su centro de consumo, ésta podrá ser incorporada a la red eléctrica y será compensada hasta por un periodo de 12 meses.

Para este rubro, se tienen también los Anexos al Contrato de Interconexión en Mediana Escala: Características de los equipos de medición y comunicación (Anexo E-RMT) y los Requerimientos técnicos para la interconexión (Anexo ERD-T).

#### **ESPECIFICACIÓN PARA INTERCONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CON CAPACIDAD HASTA 30 kW. CFE G0100-04**

Este documento tiene por objetivos; definir los requerimientos para el diseño e instalación de Sistemas Fotovoltaicos Interconectados a la Red Eléctrica (SFVI). Garantizar la seguridad personal, la calidad de la energía en la red y la integridad física y operacional de la red eléctrica y de los SFVI.

Su campo de aplicación se refiere a la Interconexión a la red eléctrica de baja tensión de SFV con capacidad hasta 30kW, los cuales pueden ser instalados en viviendas individuales e inmuebles comerciales; y de baja tensión con un rango de voltaje de 0 hasta 1kV. Las normas relativas a los proyectos y módulos fotovoltaicos se encuentran en el Anexo 7.- Normas para sistemas y módulos fotovoltaicos..

#### **NORMATIVA MEXICANA PARA LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA**

En términos de Marco Legal y Regulatorio, se han hecho esfuerzos desde hace varios años que permitan asegurar a los usuarios una calidad adecuada en los sistemas e instalaciones de aprovechamiento de la energía para el calentamiento de agua; sin embargo, aún existen amplias áreas de oportunidad en este tema para fortalecerlo.

En términos de normatividad, se identifican las siguientes Normas Mexicanas como las más relevantes en este estudio;

#### **NMX-ES-001-NORMEX-2005: RENDIMIENTO TÉRMICO Y FUNCIONALIDAD DE COLECTORES SOLARES PARA CALENTAMIENTO DE AGUA- MÉTODOS DE PRUEBA Y ETIQUETADO.**

Establece los métodos de prueba para determinar el rendimiento térmico y las características de funcionalidad de los colectores solares que utilizan como fluido de trabajo agua, comercializados en México (PROCALSOL, 2013).

### **NOM-003-ENER-2011. EFICIENCIA DE CALENTADORES DE AGUA PARA USO DOMÉSTICO Y COMERCIAL. LÍMITES, MÉTODO DE PRUEBA Y ETIQUETADO.**

El objetivo de esta Norma Oficial Mexicana es establecer los niveles mínimos de eficiencia térmica que deben cumplir los calentadores de agua para uso doméstico y comercial; también determina el método de prueba que debe aplicarse para verificarlos. Otra de sus características, es que establece los requisitos mínimos para información al público sobre los valores de eficiencia térmica de estos aparatos.

Es aplicable a los calentadores de agua para uso doméstico y comercial, que utilicen GLP o gas natural como combustible y que proporcionen únicamente agua caliente en fase líquida. Es importante tomar en cuenta que, los aparatos con una carga térmica mayor de 108.00 kW, presiones absolutas máximas de trabajo de 600.0 kPa y temperaturas superiores a 360.15 K (87.0°C) son considerados como calderas y no están comprendidos dentro del campo de aplicación de esta Norma. NMX-ES-004-NORMEX-2010: Evaluación térmica de sistemas solares para calentamiento de agua – Método de ensayo (Prueba).

En ella se establece el método de prueba para evaluar y comparar el comportamiento térmico de sistemas de calentamiento de agua solar, principalmente para uso doméstico hasta una capacidad máxima de 500 litros y hasta una temperatura máxima de 90°C como dominio de temperaturas de agua caliente (PROCALSOL, 2013).

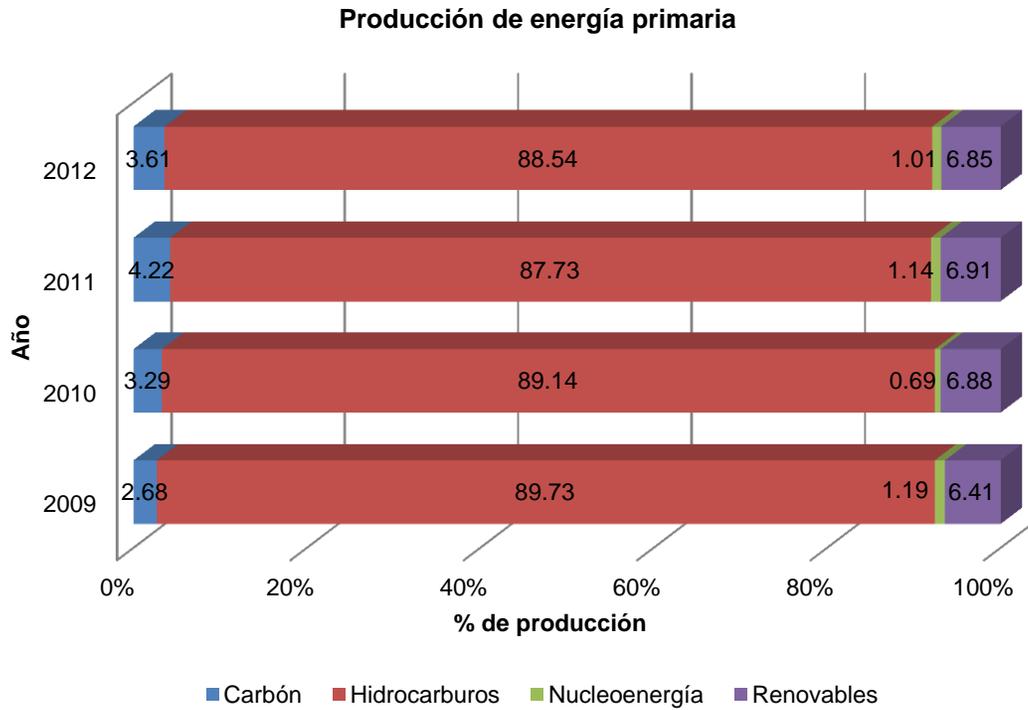
## **7.2 ANEXO 2.- PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA 2009-2012**

Descripción	Año			
	2009	2010	2011	2012
<b>Carbón (PJ)</b>	<b>254.67</b>	<b>306.49</b>	<b>392.28</b>	<b>327.69</b>
<b>Hidrocarburos (PJ)</b>	<b>8 534.84</b>	<b>8 304.87</b>	<b>8 152.10</b>	<b>8 033.58</b>
Petróleo crudo	6 058.73	6 008.64	5 933.53	5 918.86
Condensados	86.08	92.51	100.38	87.69
Gas natural	2 390.03	2 203.72	2 118.19	2 027.03
<b>Nucleoenergía (PJ)</b>	<b>112.75</b>	<b>63.94</b>	<b>106.40</b>	<b>91.32</b>
<b>Renovables (PJ)</b>	<b>609.75</b>	<b>641.20</b>	<b>641.73</b>	<b>621.24</b>
Hidroenergía	95.20	132.26	130.56	114.68
Geoenergía	152.69	149.94	149.29	133.13
Energía solar	4.10	4.97	5.81	6.67
Energía eólica	7.24	4.46	5.93	13.12
Biogás	1.12	1.30	1.47	1.82
<b>Biomasa</b>	<b>349.40</b>	<b>348.28</b>	<b>348.67</b>	<b>351.82</b>
Bagazo de caña	88.73	88.97	90.58	95.08

ANÁLISIS DE LA FACTIBILIDAD DE OPORTUNIDADES EN LA MINI-APLICACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES SOLAR E HIDROELÉCTRICA, APLICADAS EN LA ZONA METROPOLITANA DE OAXACA

Leña	260.68	259.31	258.09	256.74
<b>Total (PJ)</b>	<b>9 512.00</b>	<b>9 316.50</b>	<b>9 292.51</b>	<b>9 073.83</b>

Fuente: Sistema de Información Energética, SENER.

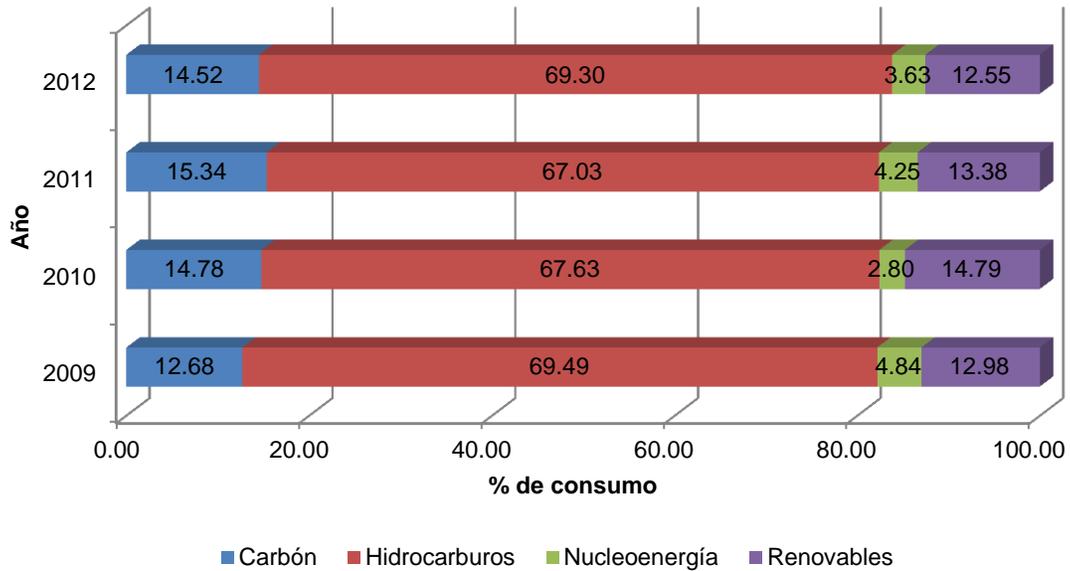


### 7.3 ANEXO 3.- CONSUMO DE ENERGÍA PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA 2009-2012.

Descripción	Año			
	2009	2010	2011	2012
<b>Carbón (PJ)</b>	<b>295.19</b>	<b>337.91</b>	<b>384.07</b>	<b>365.45</b>
<b>Hidrocarburos (PJ)</b>	<b>1,617.18</b>	<b>1,546.18</b>	<b>1,678.57</b>	<b>1,744.45</b>
Diésel	17.87	16.56	20.09	29.10
Combustóleo	425.86	371.62	420.92	462.67
Gas natural	994.33	988.26	1,061.46	1,063.58
Gas seco	147.24	134.85	141.63	149.82
Gas licuado	0.02	0.03	2.71	0.89
Coque de petróleo	31.86	34.86	31.77	38.39
<b>Nucleoenergía (PJ)</b>	<b>112.75</b>	<b>63.94</b>	<b>106.40</b>	<b>91.32</b>
<b>Renovables (PJ)</b>	<b>302.02</b>	<b>338.22</b>	<b>335.04</b>	<b>315.88</b>
Hidroenergía	95.20	132.26	130.56	114.68
Geoenergía	152.69	149.94	149.29	133.13
Energía eólica	7.24	4.46	5.93	13.12
Biogás	1.12	1.30	1.47	1.82
Energía solar	0.10	0.11	0.15	0.25
<b>Biomasa</b>	<b>45.68</b>	<b>50.16</b>	<b>47.64</b>	<b>52.88</b>
Bagazo de caña	45.68	50.16	47.64	52.88
Leña	-----	-----	-----	-----
<b>Total (PJ)</b>	<b>2,327.13</b>	<b>2,286.25</b>	<b>2,504.07</b>	<b>2,517.10</b>

\* No se cuenta el total designado como "Otros", el cual corresponde a 3.822 petajoules

### Consumo de energía para generación eléctrica



## 7.4 ANEXO 4.- RELACIÓN PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA – CONSUMO DE ENERGÍA PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA DURANTE EL PERIODO 2009 – 2012.

Descripción	2009			2010			2011			2012		
	Producción (PJ)	Consumo para generación eléctrica (PJ)	Relación porcentual del consumo de energía para generación eléctrica en relación al total producido por tipo de energético	Producción (PJ)	Consumo para generación eléctrica (PJ)	Relación porcentual del consumo de energía para generación eléctrica en relación al total producido por tipo de energético	Producción (PJ)	Consumo para generación eléctrica (PJ)	Relación porcentual del consumo de energía para generación eléctrica en relación al total producido por tipo de energético	Producción (PJ)	Consumo para generación eléctrica (PJ)	Relación porcentual del consumo de energía para generación eléctrica en relación al total producido por tipo de energético
<b>Carbón*</b>	<b>254.67</b>	<b>295.19</b>	<b>115.91%</b>	<b>306.49</b>	<b>337.91</b>	<b>110.25%</b>	<b>392.28</b>	<b>384.07</b>	<b>97.91%</b>	<b>327.69</b>	<b>365.45</b>	<b>112%</b>
<b>Hidrocarburos</b>	<b>8 534.84</b>	<b>994.33</b>	<b>11.65%</b>	<b>8 304.87</b>	<b>988.26</b>	<b>11.90%</b>	<b>8 152.10</b>	<b>1 061.46</b>	<b>13.02%</b>	<b>8 033.58</b>	<b>1 063.58</b>	<b>13%</b>
Petróleo crudo	6 058.73	-----	-----	6 008.64	-----	-----	5 933.53	-----	-----	5 918.86	-----	-----
Condensados	86.08	-----	-----	92.51	-----	-----	100.38	-----	-----	87.69	-----	-----
Gas natural	2 390.03	994.33	41.60%	2 203.72	988.26	44.85%	2 118.19	1 061.46	50.11%	2 027.03	1 063.58	52.47%
<b>Nucleoenergía</b>	<b>112.75</b>	<b>112.75</b>	<b>100%</b>	<b>63.94</b>	<b>63.94</b>	<b>100%</b>	<b>106.40</b>	<b>106.40</b>	<b>100%</b>	<b>91.32</b>	<b>91.32</b>	<b>100%</b>
<b>Total</b>	<b>8 902.25</b>	<b>1 402.26</b>	<b>15.75%</b>	<b>8 675.30</b>	<b>1 390.11</b>	<b>16.02%</b>	<b>8 650.78</b>	<b>1 551.92</b>	<b>17.94%</b>	<b>8 452.59</b>	<b>1 520.34</b>	<b>17.99%</b>

\* Existe un excedente debido a las importaciones de este energético

Descripción	2009			2010			2011			2012		
	Producción (PJ)	Consumo para generación eléctrica (PJ)	Relación porcentual del consumo de energía para generación eléctrica en relación al total producido por tipo de energético	Producción (PJ)	Consumo para generación eléctrica (PJ)	Relación porcentual del consumo de energía para generación eléctrica en relación al total producido por tipo de energético	Producción (PJ)	Consumo para generación eléctrica (PJ)	Relación porcentual del consumo de energía para generación eléctrica en relación al total producido por tipo de energético	Producción (PJ)	Consumo para generación eléctrica (PJ)	Relación porcentual del consumo de energía para generación eléctrica en relación al total producido por tipo de energético
Hydroenergía	95.20	95.20	100%	132.26	132.26	100%	130.56	130.56	100%	114.68	114.68	100%
Geoenergía	152.69	152.69	100%	149.94	149.94	100%	149.29	149.29	100%	133.13	133.13	100%
Energía solar	4.10	0.10	2.39%	4.97	0.11	2.23%	5.81	0.15	2.56%	6.67	0.25	3.73%
Energía eólica	7.24	7.24	100%	4.46	4.46	100%	5.93	5.93	100%	13.12	13.12	100%
Biogás	1.12	1.12	100%	1.30	1.30	100%	1.47	1.47	100%	1.82	1.82	100%
<b>Biomasa</b>	<b>349.40</b>	<b>45.68</b>	13.07%	<b>348.28</b>	<b>50.16</b>	14.40%	<b>348.67</b>	<b>47.64</b>	<b>13.66%</b>	<b>351.82</b>	<b>52.88</b>	<b>15.03%</b>
Bagazo de caña	88.73	45.68	51.48%	88.97	50.16	56.38%	90.58	47.64	52.59%	95.08	52.88	55.62%
Leña	260.68	-----	-----	259.31	-----	-----	258.09	-----	-----	256.74	-----	-----
<b>Total</b>	<b>609.75</b>	<b>302.02</b>	<b>49.53%</b>	<b>641.20</b>	<b>338.22</b>	<b>52.75%</b>	<b>641.73</b>	<b>335.04</b>	<b>52.21%</b>	<b>621.242</b>	<b>315.879</b>	<b>50.85%</b>

## 7.5 ANEXO 5.- NORMATIVIDAD APLICABLE PARA CALENTADORES SOLARES DE AGUA.

Nombre	Título
NMX-ES-002-NORMEX-2007	Establece la simbología, los vocablos y la definición de los conceptos más usados en el campo de la investigación y el desarrollo de la tecnología para el mejor uso de la radiación solar como fuente alternativa de la energía (PROCALSOL, 2013).
NMX-ES-003-NORMEX-2007	En esta Norma se abarcan a todos los sistemas mecánicos, hidráulicos, eléctricos, electrónicos y demás que forman parte de las instalaciones de sistemas termo-solares de más de 500 litros, para sistemas menores de 500 litros se aplica lo establecido en el apéndice normativo I (PROCALSOL, 2013).

## 7.6 ANEXO 6.- ATRIBUCIONES CLAVES DE LA SENER Y DE LA CRE.

Institución	Atribuciones
<b>Secretaría de Energía SENER</b>	<p>Elaborar y coordinar el Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables.</p> <p>Establecer y actualizar el Inventario Nacional de las Energías Renovables.</p> <p>Elaborar, en coordinación con la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) y de la Secretaría de Salud (SSA), una metodología para valorar las externalidades asociadas con la generación de electricidad, basada en fuentes renovables.</p> <p>Evaluar los beneficios económicos netos potenciales del aprovechamiento de las energías renovables.</p> <p>Actualización de la Estrategia y Prospectiva sobre los avances logrados en la transición energética.</p>
<b>Comisión Reguladora de Energía</b>	<p>Expedir las normas, directivas, metodologías y demás disposiciones de carácter administrativo.</p> <p>Expedir las normas, directivas, metodologías y demás disposiciones de carácter administrativo.</p> <p>Definir, previa opinión de la SHCP y de la SENER, los instrumentos de regulación para el cálculo de las contraprestaciones por los servicios que presten entre sí el Suministrador y los Generadores.</p> <p>Solicitar al Suministrador la revisión y/o modificación de las reglas de despacho, en caso de que lo considere necesario.</p> <p>Expedir metodologías para determinar la aportación de capacidad de generación de las tecnologías de energías renovables al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).</p> <p>Expedir las reglas generales de interconexión al SEN que le deberán proponer los Suministradores.</p>

## 7.7 ANEXO 7.- NORMAS PARA SISTEMAS Y MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

Nombre	Título
NMX-J-618/1-ANCE-2010	Evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos – Parte 1: Requisitos para la construcción
NMX-J-618/3-ANCE-2012	Evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (FV)- Parte 3: Requisitos para módulos fotovoltaicos de película delgada-Calificación del diseño.
NMX-J-618/4-ANCE-2012	Evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (FV)- Parte 4: Requisitos para módulos fotovoltaicos de silicio cristalino-Calificación del diseño.
NMX-J-618/5-ANCE-2012	Evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (FV)- Parte 5: Método de prueba de corrosión por niebla salina en módulos fotovoltaicos
NMX-J-618/6-ANCE-2012	Evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (FV)- Parte 6: Método de prueba UV (ultravioleta) para módulos fotovoltaicos.
NMX-J-643/1-ANCE-2011	Dispositivos fotovoltaicos – Parte 1: Medición de la característica corriente-tensión de los dispositivos fotovoltaicos.
NMX-J-643/2-ANCE-2011	Dispositivos fotovoltaicos – Parte 2: Requisitos para dispositivos solares de referencia.
NMX-J-643/3-ANCE-2011	Dispositivos fotovoltaicos – Parte 3: Principios de medidas para dispositivos solares fotovoltaicos terrestres (FV) con datos de referencia para radiación espectral.
NMX-J-643/5-ANCE-2011	Dispositivos fotovoltaicos – Parte 5: Determinación de la temperatura equivalente de la celda (ECT) de dispositivos fotovoltaicos (FV) por el método de tensión de circuito abierto.
NMX-J-643/7-ANCE-2011	Dispositivos fotovoltaicos – Parte 7: Cálculo de la corrección del desajuste espectral en las mediciones de dispositivos fotovoltaicos (FV).
NMX-J-643/9-ANCE-2011	Dispositivos fotovoltaicos – Parte 9: Requisitos para la realización del simulador solar.
NMX-J-643/10-ANCE-2011	Dispositivos fotovoltaicos – Parte 10: Métodos de mediciones lineales.
NMX-J-643/11-ANCE-2011	Dispositivos fotovoltaicos – Parte 11:

ANÁLISIS DE LA FACTIBILIDAD DE OPORTUNIDADES EN LA MINI-APLICACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES SOLAR E  
 HIDROELÉCTRICA, APLICADAS EN LA ZONA METROPOLITANA DE OAXACA

Nombre	Título
	Procedimientos para corregir las mediciones de temperatura e irradiancia de las características corriente-tensión.
NMX-J-643/12-ANCE-2011	Dispositivos fotovoltaicos-Parte 12: Términos, definiciones y simbología.
NMX-J-655/1-ANCE-2012	Desempeño y eficiencia en sistemas fotovoltaicos (FV)-Parte 1: Mediciones de desempeño para irradiancia, temperatura y energía en módulos fotovoltaicos.
NMX-J-655/2-ANCE-2012	Desempeño y eficiencia en sistemas fotovoltaicos (FV)-Parte 2: Acondicionadores de energía-Procedimiento para la medición de la eficiencia.
NMX-J-655/3-ANCE-2012	Desempeño y eficiencia en sistemas fotovoltaicos (FV)-Parte 3: Controladores de carga de baterías para sistemas fotovoltaicos-desempeño y funcionamiento.
NMX-J-657/1-ANCE-2012	Sistemas híbridos y de energía renovable – Guía para la electrificación rural – Parte 1: Introducción general.

### 7.8 ANEXO 8.- CCC PARA LOS AÑOS CORRESPONDIENTES Y LA CCC PROMEDIO.

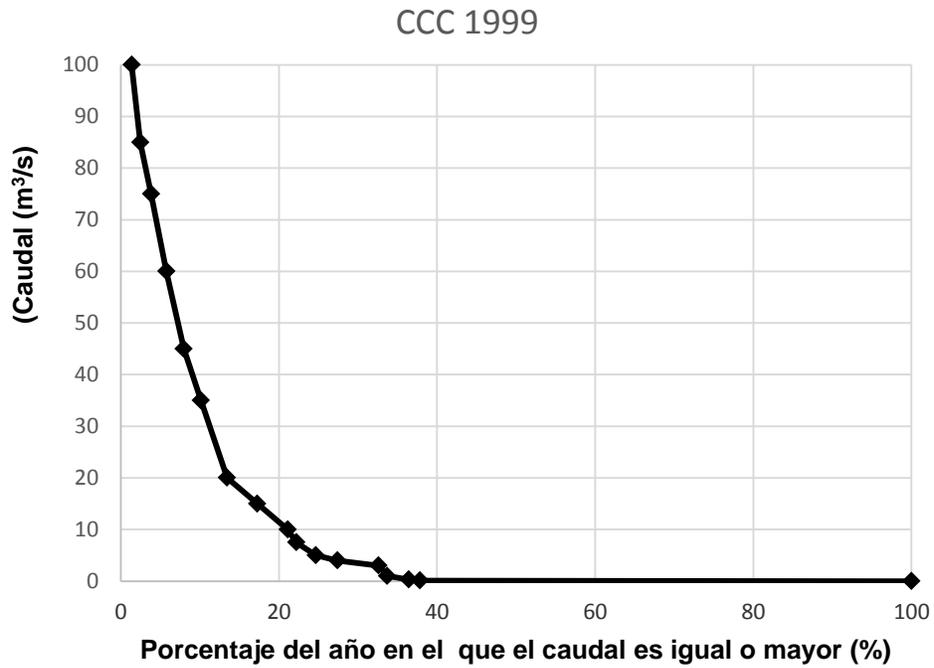


Figura. Curva de Caudales Clasificados en el año 1999 en la estación hidrométrica 20026, Tlapacoyan. Fuente: Elaboración propia con datos de CONAGUA.

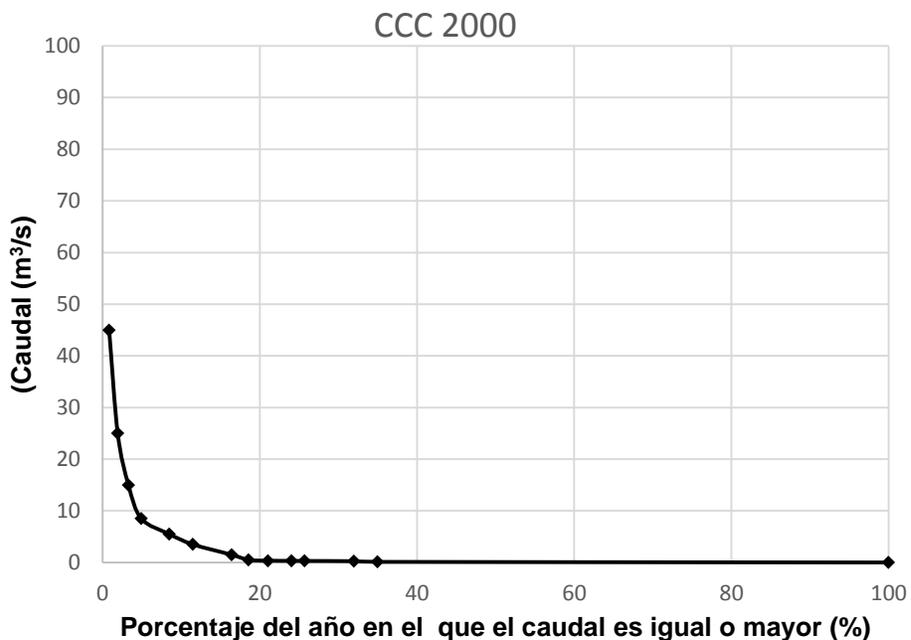


Figura. Curva de Caudales Clasificados en el año 2000 en la estación hidrométrica 2026, Tlapacoyan. Fuente: Elaboración propia con datos de CONAGUA.

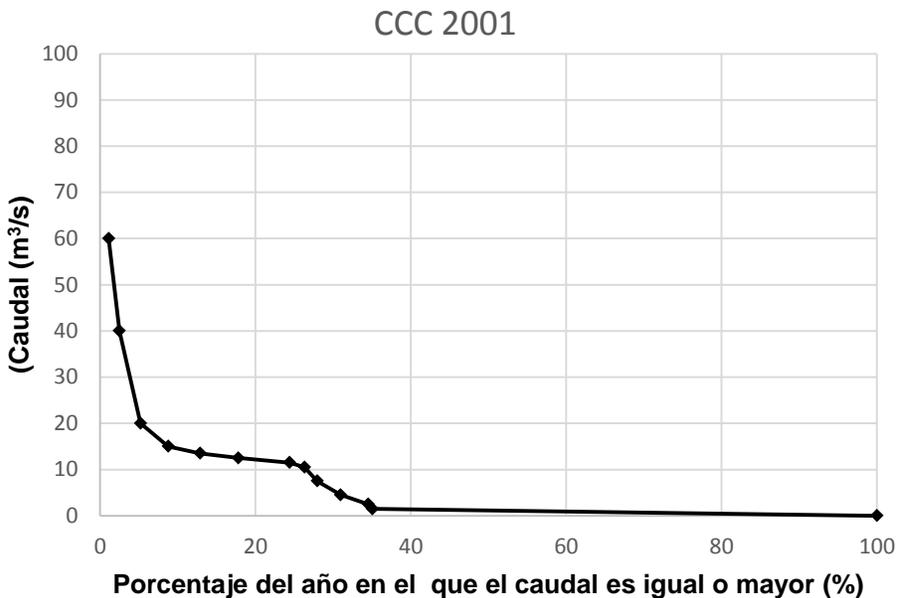


Figura. Curva de Caudales Clasificados en el año 2001 en la estación hidrométrica 2026, Tlapacoyan. Fuente: Elaboración propia con datos de CONAGUA.

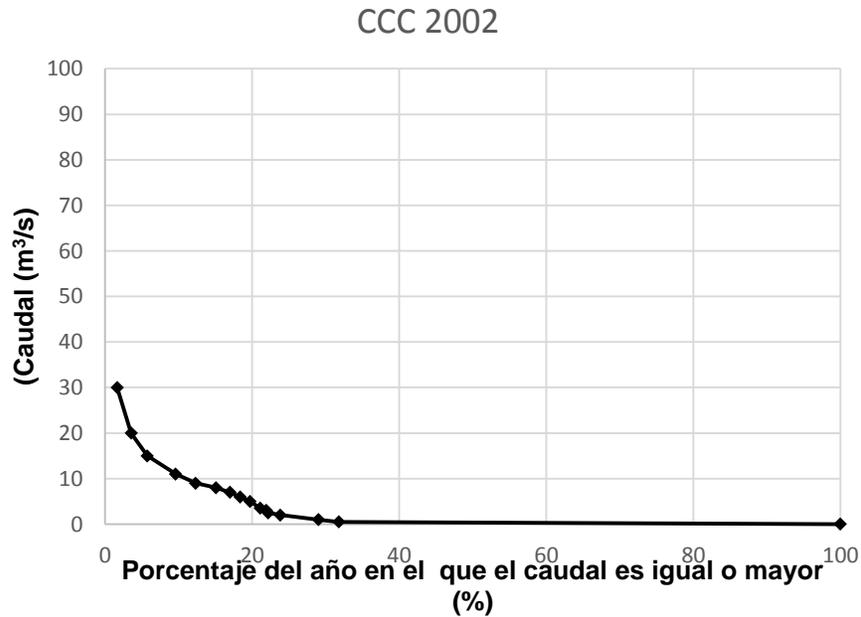


Figura. Curva de Caudales Clasificados en el año 2002 en la estación hidrométrica 2026, Tlapacoyan. Fuente: Elaboración propia con datos de CONAGUA.

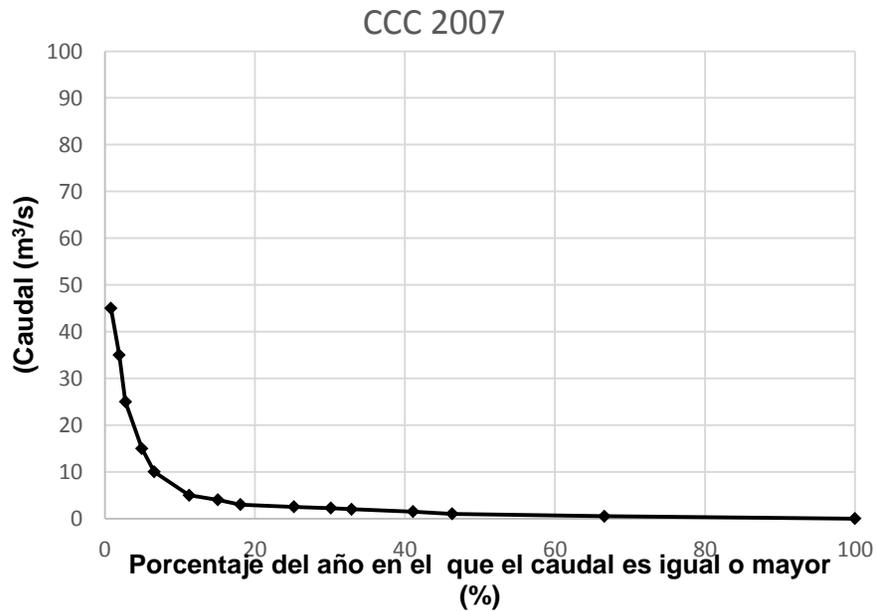


Figura. Curva de Caudales Clasificados en el año 2007 en la estación hidrométrica 2026, Tlapacoyan. Fuente: Elaboración propia con datos de CONAGUA.

[www.mledprogram.org](http://www.mledprogram.org)



**USAID** | **MÉXICO**  
DEL PUEBLO DE LOS ESTADOS  
UNIDOS DE AMÉRICA