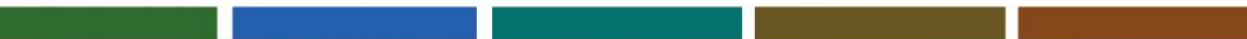


Resumen de Documento  
Plan Maestro para el Desarrollo  
de la Energía Renovable  
en El Salvador





**RESUMEN DE DOCUMENTO PLAN MAESTRO PARA EL DESARROLLO  
DE LA ENERGIA RENOVABLE EN EL SALVADOR**

Primera publicación

**Edición:**

Dirección de Desarrollo de Recursos Renovables de CNE

**Con la colaboración de:**

Agencia de Cooperación Internacional del Japón (JICA)

Resumen de Documento

Plan Maestro para el Desarrollo  
de la Energía Renovable  
en El Salvador





CNE



## Contenido

Presentación .....	5
Capítulo 1. Introducción .....	8
Capítulo 2. Definición del Plan Maestro .....	15
Capítulo 3. Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH's) .....	17
Capítulo 4. Energía Solar .....	28
Capítulo 5. Energía Solar Térmica .....	40
Capítulo 6. Energía Eólica .....	48
Capítulo 7. Geotermia .....	58
Capítulo 8. Biomasa .....	63
Capítulo 9. Biogás .....	65
Capítulo 10. Redes de Transmisión y Distribución .....	72
Capítulo 11. Análisis Económico y Financiero .....	80



CNE



## PRESENTACIÓN

El Consejo Nacional de Energía tiene el agrado de presentar este documento que es un resumen del **Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables en El Salvador**, el cual, está enmarcado dentro del primer lineamiento estratégico de la Política Energética Nacional que plantea: “La Diversificación de la matriz energética y el fomento a las fuentes renovables de energía”.

El Consejo Nacional de Energía (CNE) con el apoyo de la Agencia de Cooperación Internacional del Japón (JICA), elaboraron la presente herramienta para identificar el potencial de energía renovable existente en el país, utilizando diferentes tecnologías alternativas y diseñar una estrategia de desarrollo de éstas, respondiendo a una visión de largo plazo.

El Plan surge como resultado de la petición de cooperación técnica solicitada por el Gobierno de El Salvador al Gobierno de Japón a través del CNE, como ente rector del sector energético, la cual, fue retomada por JICA, y se designa una primera misión para constatar los antecedentes de la solicitud del gobierno de El Salvador y recolectar la información básica sobre la dinámica de la generación de energía eléctrica del país, evaluar las condiciones del sector energético y recopilar los recursos de generación renovable existentes. Como resultado de la primera misión, se firma en marzo de 2010 el convenio entre JICA y CNE.

Para marzo de 2011, precisamente unos días antes del **terremoto y Tsunami de Japón del 11 de marzo de 2011**, las nuevas autoridades del Japón envían la segunda misión de expertos para dar seguimiento al tema, con los objetivos de: actualizar los estudios, evaluar la situación, el presupuesto y elaborar un cronograma de actividades.

Finalmente, y a pesar de los graves daños y costos que el Japón tuvo por el terremoto y posterior tsunami, se contrató a una empresa Japonesa que inició la elaboración del Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables en Septiembre de 2011, con un costo estimado de \$1.2 millones para su investigación y formulación.

Para la elaboración del documento, que es el primer estudio de estas características que se produce en El Salvador, se realizaron consultas con diferentes personas e instituciones, cuya notable experiencia en el desarrollo de proyectos con energía renovable encausaron de mejor forma el producto que ahora se presenta.

En esta oportunidad el CNE ha decidido publicar este resumen, tomando la esencia del documento completo, que entre otros temas importantes desarrolla las siguientes áreas:

- Formulación de lineamientos para el desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas.
- Análisis y viabilidad de sistemas fotovoltaicos y sistemas solares térmicos.
- Análisis de las tecnologías para generación de energía por medio de geotermia y la biomasa.

En el contenido se plasma, entre otros apartados, los siguientes títulos:

- Una guía para la promoción de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.
- Situación actual y tendencias futuras en el costo de los Sistemas Fovoltaicos, con un mapa que muestra la distribución de los equipos en El Salvador.
- Un mapeo del potencial de la energía eólica descrito y plasmado a tres diferentes alturas sobre el suelo, 30 m, 50 m y 80 m.
- Ubicación de 12 áreas con recursos geotérmicos de alta entalpía en El Salvador.
- La situación actual del uso de la biomasa en los ingenios azucareros.
- Potenciales de generación eléctrica en relleno sanitarios y un mapa conteniendo el plan de desarrollo y expansión de rellenos sanitarios.
- Medidas para reducir las pérdidas de transmisión y distribución.

Este resumen también contiene la evaluación y análisis de los aspectos técnicos, -económico- financiero y medioambientales, así como recomendaciones para



umentar la promoción en el uso de las energías renovables y los futuros escenarios de desarrollo para cada fuente de energía renovable.

Algunos de los resultados más valiosos e importantes de este estudio son los mapas Geo referenciados de potencial Eólico y de Pequeñas Centrales Hidráulicas que se han entregado al CNE y que contienen las ubicaciones de los mismos, los cuales podrán servir a cualquier inversionista privado o estatal que quiera desarrollar proyectos de generación eléctrica.

**El Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables en El Salvador** junto a la Normativa que permite la conexión de pequeñas plantas menores de 20 MW que ya fue aprobada por la Presidencia de la República permitirán que en nuestro país podamos avanzar en la generación de energía a través de fuentes renovables que logren diversificar nuestra Matriz Energética dependiente de productos derivados del petróleo.

El CNE agradece profundamente al Gobierno Japonés por la firme decisión de apoyarnos aún en los momentos más difíciles por sus desastres naturales sufridos en el año 2011 así como el apoyo de JICA y de los profesionales salvadoreños que dieron seguimiento a toda la investigación y proceso de evaluación del documento.

Estamos seguros que los aportes y la sistematización de la experiencia japonesa enriquecerá y fomentará la generación de energía con fuentes renovables en El Salvador, un hecho que sin duda será el detonante para contar con fuentes de generación más limpias, ilimitadas y accesibles que nos alejará en un futuro de la dependencia de los derivados del petróleo.

Sírvanse de este estudio para abrirse a un gran número de posibilidades para el suministro energético y el desarrollo sostenible.

**Ing. Luis Roberto Reyes**

Secretario Ejecutivo Consejo Nacional de Energía.

San Salvador, Mayo 2012.

## **1. Introducción**

En respuesta a la petición del Gobierno de la República de El Salvador, el Gobierno de Japón decidió llevar a cabo el Proyecto de Plan Maestro para el Desarrollo de Energía Renovable en El Salvador, de conformidad con el Acuerdo sobre Cooperación Técnica entre el Gobierno de Japón y el Gobierno de El Salvador firmado el 17 de agosto de 2005. En consecuencia, la Agencia de Cooperación Internacional (JICA), organismo oficial responsable de la ejecución de programas de cooperación técnica del Gobierno de Japón, llevo a cabo el proyecto en estrecha colaboración con las autoridades competentes de El Salvador.

### **1.1. Objetivo del Estudio**

El objetivo del Estudio es formular el Plan Maestro para el uso de energías renovables en El Salvador para un período de 15 años desde 2012 hasta 2026. El Consejo Nacional de Energía (CNE) funcionó como contraparte para el Equipo de Estudio de JICA.

### **1.2. Alcance del Estudio**

El estudio se llevó a cabo en dos etapas, "Preparación" y "Formulación del Plan Maestro". Los detalles en las respectivas etapas se desglosan de la siguiente manera:

#### **Etapas 1 - Preparación**

En esta fase se realizaron las siguientes actividades:

- 1) Sistematización de estudios actuales sobre energía renovable en El Salvador.
- 2) Actualización del estado de los proyectos de energía renovable en El Salvador.
- 3) Análisis de la demanda en el sector energético.
- 4) Análisis del marco regulatorio existente en el sistema de transmisión y distribución de electricidad.

#### **Etapas 2 - Formulación del plan maestro**

Para la formulación del Plan Maestro se llevaron a cabo talleres, seminarios y exámenes especializados. Además se tiene contemplada la ejecución de actividades adicionales que fortalecerán la formulación éste. Las principales acciones realizadas son:

- 1) Taller de la introducción de las experiencias japonesas. (26 de septiembre de 2011).
- 2) Examen de las energías renovables en El Salvador:
  - a) Estudio preliminar de los aspectos económicos, financieros, técnicos y

- ambientales del uso de energía renovable en El Salvador.
  - b) Mapeo a nivel nacional del potencial de energía eólica en El Salvador.
  - c) Lineamientos generales para el desarrollo de la hidroelectricidad pequeña (Pequeñas Centrales Hidroeléctricas) de menos de 20 MW.
  - d) Sistemas fotovoltaicos en techos de la zona urbana.
  - e) Resumen del potencial de las energías renovables en El Salvador.
- 3) Recomendación para una mayor promoción de las energías renovables en El Salvador.
  - 4) Taller y / o seminario para presentar los resultados del Plan Maestro. (8 de febrero de 2012).

### 1.3. Cronograma de Actividades

El período de duración del estudio está previsto desde finales de agosto del 2011 hasta inicios de marzo del 2012, alrededor de siete meses. La siguiente tabla nos muestra el cronograma general del estudio.

	2011					2012		
	8	9	10	11	12	1	2	3
Etapa de Preparación								
Colección y Sistematización de Información Necesaria		■	■	■				
Etapa de Elaboración del Plan Maestro								
Elaboración del Plan Maestro				■	■	■		
Organización de Seminarios		■		■			■	
Entrega de Reportes		△		△		△		△

Ic/R = Informe Inicial                      Ic/R                      It/R                      Df/                      F/  
 It/R = Informe Intermedio                      ■                      ■                      ■                      ■  
 Df/R = Borrador de Informe Final                      ■                      ■                      ■                      ■  
 F/R = Informe Final                      □                      □                      □                      □

■ Trabajos en El Salvador  
 □ Trabajos en Japón

Tabla 1. Cronograma General del Estudio

### 1.4. Etapa 1 – Preparación

En esta etapa se estudiaron los aspectos generales del Sector Eléctrico de El Salvador y el papel que juegan las energías renovables dentro de él; para ello se analizó

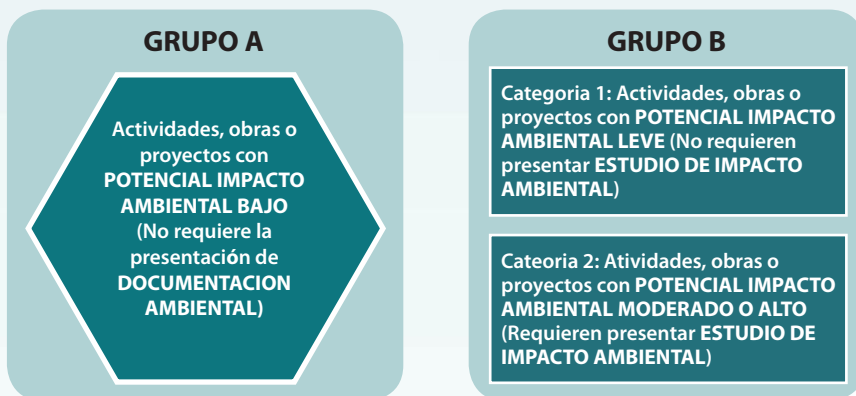
cada una de las políticas, leyes reglamentos, normas y procedimientos relacionados con el Sector, así como también el uso del suelo y los aspectos medioambientales pertinentes.

Los documentos estudiados para la ejecución de esta etapa fueron los siguientes:

- Ley General de Electricidad (Decreto Legislativo No. 843, 1996).
- Reglamento de la LGE (Decreto Ejecutivo No. 70, 1997).
- Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión (Acuerdo SIGET 30-E-2011, Enero 2011).
- Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (Acuerdo SIGET No. 335-E-2011, Julio 2011)
- Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución (Acuerdo SIGET No. 192-E-2004, Diciembre 2004).
- Código Eléctrico Nacional de los Estados Unidos de América (NEC, en inglés), edición en español del 2008 (NFPA, 2008).
- Normativa de Construcción para Redes de 46 kV, 23 kV, 13.2 kV, 4.16 kV y 120/240 V (Acuerdo SIGET No. 66-E-2001, Marzo 2001).

Se ha hecho especial énfasis en el componente socio-ambiental de las energías renovables debido a que en la actualidad éste es uno de los puntos relevantes en el desarrollo de los proyectos. Éste componente tiene como propósito mantener el sitio del proyecto en armonía con las condiciones socio-ambientales antes y después de la construcción de la obra.

Para alcanzar dicho propósito, se analizó la categorización de actividades, obras y proyectos, establecidas por el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN) en la cual se determina la clase de documentación ambiental que debe ser presentada por el desarrollador del proyecto, facilitando de esta forma la obtención del permiso ambiental que se requieren para implementar proyectos de carácter renovable.



**Figura 1. Categorización de proyectos según el potencial impacto ambiental**

Fuente: Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

#### 1.4.1. Estudios previos analizados

Como punto de partida para la formulación del Plan Maestro, fueron tomados en cuenta varios estudios relacionados con las energías renovables; se prestó mayor atención a aquellos vinculados con el marco regulatorio para promover la introducción de energías renovables y guías de aplicación general. Dichos estudios fueron los siguientes:

- UNDP/GEF Proyecto de Electrificación basado en Fuentes de Energías Renovables (Octubre 2002).
- Análisis del Mercado Salvadoreño de Energías Renovables (ARECA/BCIE, 2009).
- Estudio y propuesta del Marco Regulatorio para la Promoción de Energías Renovables en El Salvador (Marzo 2011, CNE/AEA).
- Guía para desarrollar proyectos de energía renovables en El Salvador, Centro América (Enero 2010 por BCIE y KfW).
- Consultoría para recolectar información y estudios realizados en cuanto al desarrollo de energía renovable para la validación y estimación de proyectos potenciales de generación eléctrica hasta 20 MW de capacidad en El Salvador (Marzo 2011, CNE/GIZ).
- Estudio y propuesta del Marco Regulatorio para la promoción de energías renovables en El Salvador (Marzo 2011, CNE/AEA).

### **1.4.2. Evaluación previa para determinar los proyectos de energías renovables que pueden introducirse en la matriz energética.**

Los proyectos que se encuentran en los planes de inversión de las instituciones desarrolladoras (CEL, LaGeo, INE, , ingenios azucareros, AES-Nejapa, y otros desarrolladores privados) han servido de base para que el CNE prepare distintos escenarios en el plan indicativo de expansión de generación. Tomando en cuenta el “Escenario de Referencia” y el “Escenario de Energía Renovable”, se llegó a la conclusión de que existen posibilidades de retraso en el tiempo de puesta en operación de distintos proyectos debido a la situación económica y social actual del país y a que el desarrollo de algunos de los proyectos pertenece a empresas privadas.

De los dos escenarios descritos cabe destacar el “Escenario de Referencia”, éste consiste en la instalación de una central generadora de gas natural; además, en él la proporción de las fuentes de energía renovable (incluyendo las medianas y grandes hidroeléctricas) es menor del 20%.

El “Escenario de Energía Renovable” consiste en un 44% de fuentes de energía renovable (incluyendo medianas y grandes hidroeléctricas) y 56% de centrales térmicas, principalmente gas natural.

### **1.5. Enfoque para la Formulación del Plan Maestro**

Debido a la cantidad limitada de estudios, fue necesario realizar análisis previos antes de recomendar la introducción de ciertas tecnologías que utilizan fuentes de energía renovable como recurso para la generación de electricidad. Dichos análisis consideraron el nivel de desarrollo, penetración de la tecnología en el país, el avance de la industria en el mercado internacional, nivel de desarrollo de capacidades en el país, economías de escala, etc.

La formulación del Plan Maestro consideró siete tipos de fuentes de energía renovable:

Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, (de hasta 20 MW de capacidad)

1. Energía Eólica
2. Energía Solar Fotovoltaica.
3. Energía Solar Térmica
4. Energía Geotérmica
5. Energía de Biomasa
6. Energía del Biogás

Para las primeras tres fuentes de energía antes mencionadas, las actividades se concentraron en los aspectos siguientes:

- 1) En las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas:
  - a) Preparar los lineamientos generales para determinar el potencial a pequeña escala.
  - b) Proponer aumentar su capacidad instalada.
  - c) Elaborar una guía práctica para desarrolladores.
- 2) En Energía Eólica:
  - a) Actualizar el mapa del potencial eólico de El Salvador.
- 3) En la energía Solar Foto Voltaica:
  - a) Evaluar los aspectos a considerar en el desarrollo de los sistemas solares fotovoltaicos para montaje en techos en áreas urbanas de El Salvador.

Para el resto de las fuentes de energías renovables (energía solar térmica, geotérmica, biomasa, y biogás), se realizó el análisis sobre la base en la información disponible y se presentaron recomendaciones para poder afrontar los problemas técnicos y económicos que viabilicen su futura implementación.

### **1.6. Análisis transversal para la implementación de las energías renovables**

Basados en el análisis de los estudios existentes para cada una de las tecnologías, se lograron evaluar los aspectos siguientes: a) “técnicos”, b) “Económicos y Financieros” y c) “Medioambientales”.

La Tabla 2 ha sido preparada tomando en cuenta un Plan Maestro con un período de 15 años en el eje horizontal, y el desarrollo de las tecnologías y planes en el eje vertical. Dependiendo del avance en la tecnología y planeación, fueron establecidas las siguientes cuatro categorías: (1) Listo para ser desarrollado, (2) requiere un período de 5 años de preparación para su desarrollo, (3) requiere un período de 10 años de preparación para su desarrollo y (4) requiere un período más largo de preparación para su desarrollo.

Además, de acuerdo al análisis de la información existente, cada tecnología de energía renovable fue posicionada en el diagrama de acuerdo a su estado de desarrollo en El Salvador. Las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) y las centrales geotérmicas están clasificadas como de mayor avance en tecnología y planeación, y los paneles solares fotovoltaicos para montaje en techo junto con las plantas de biogás se clasifican como de menor avance.

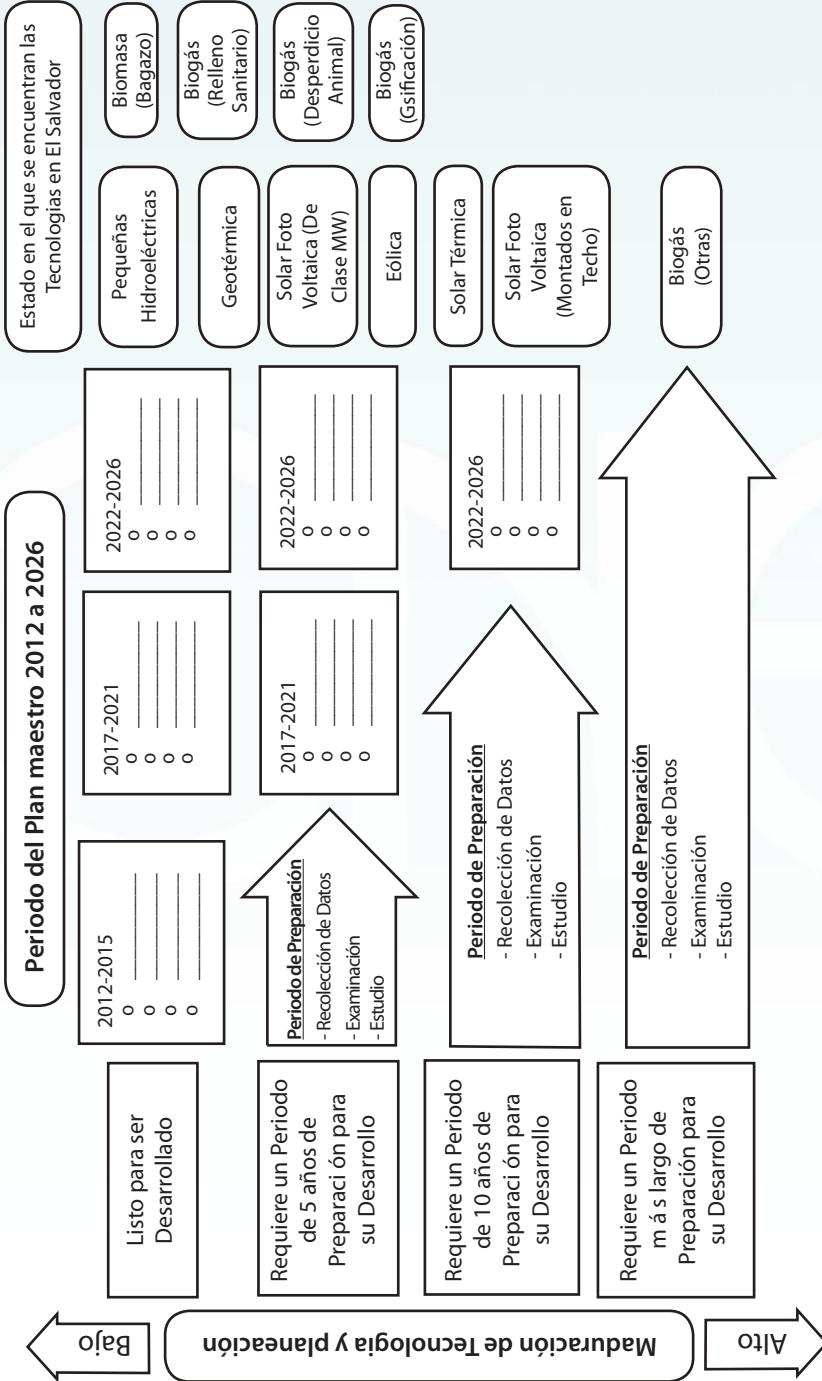


Tabla 2. Relación entre el avance de tecnologías y planeación y estado de las energías renovables en El Salvador



## 2. Etapa II - Definición del Plan Maestro

A continuación se describe el Plan Maestro para el desarrollo de las energías renovables que ha sido elaborado en base a las investigaciones y conclusiones obtenidas de los estudios y reuniones de trabajo realizadas.

El Plan Maestro se elaboró sobre la base de siete tipos de energías renovables y pretende ser un Plan Indicativo de Desarrollo para 15 años distribuidos en tres fases que abarcan desde el 2012 hasta el 2026. En la Tabla 3 se presenta la capacidad estimada en cada una de las fases del Plan Maestro sin discriminación de prioridad entre fuentes.

Tipo de energía	Existentes	Fase			Fase 1 a 3 Total
		Fase 1 (2012-2016)	Fase 2 (2017-2021)	Fase 3 (2022-2026)	
Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (Hasta 20 MW)	35 MW	102.5 MW	51.8 MW	16.0 MW	170.3 MW
Eólica	-	10 MW	20 MW	30 MW	60MW
Solar Fotovoltaica	0.5 MW	18 MW	21 MW	51 MW	90 MW
Solar Térmica	-	60 MW	80 MW	60 MW	200 MW
Geotérmica	204.4 MW	5~9 MW	55~80 MW	-	60~89 MW
Biomasa	109.5 MW	45 MW	-	-	45 MW
Biogás	6.3 MW	10 MW	-	25 MW	35 MW

**Tabla 3. Plan Indicativo de Desarrollo (2012 - 2026)**

En el Plan Indicativo de Desarrollo (Tabla 3), podemos hacer las siguientes observaciones:

1. Para las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH), los proyectos de la Etapa 1 fueron elegidos entre; proyectos en construcción /concesión, proyectos en rehabilitación, proyectos con estudios completados de factibilidad o de diseño básico, o de estudio de pre-factibilidad, B/C<sup>2</sup> (sin crédito bancario) de más de 1.0. Los proyectos de las etapas 2 y3 fueron seleccionados tomando en consideración la viabilidad económica para los desarrolladores particulares. Para estas etapas se eligieron los proyectos cuya potencia fuera igual o mayor a 250 kW y con B/C igual o mayor que 2.0.
2. En cuanto al potencial eólico, CEL tiene el plan de instalar una capacidad total de 72 MW. Sin embargo en la realidad, no existe ningún cronograma de instalación hasta el momento y las localidades candidatas para la construcción son limitadas. Las proyecciones en el Plan Indicativo fueron desarrolladas y

2 B/C es la relación Beneficio / Costo

asumidas, a través del proceso de consulta con las instituciones involucradas.

3. En cuanto a la generación con tecnología solar fotovoltaica, se consideró que CEL tiene planificado instalar aproximadamente 18MW, los cuales espera concluir su construcción en el año 2016. Para los planes de desarrollo después del 2016, las proyecciones en el Plan Indicativo de Desarrollo son asumidas, a través del proceso de consulta realizado con el CNE. Los sistemas Fotovoltaicos en zonas residenciales no han sido considerados en este plan de desarrollo.
4. LaGeo e INE comparten el plan de desarrollo para la generación solar térmica. LaGeo tiene un cronograma de implementación hasta el año 2016. El Plan Indicativo de Desarrollo fue preparado a partir de la información suministrada por ambas instituciones a fin de estimar las posibilidades futuras de introducción de esta tecnología.
5. En cuanto a la energía geotérmica, LaGeo cuenta con un plan de desarrollo que abarca hasta el 2017. Será necesario realizar una investigación adicional para concretar el contenido del plan. Por el otro lado, se estima que es posible obtener una potencia de 60 a 90 MW en adición a lo mencionado arriba visto desde el punto de posibilidad a desarrollarse.
6. Respecto a la utilización del recurso del biogás, las proyecciones del Plan Indicativo están basadas en el plan de expansión a corto plazo y el plan de expansión a largo plazo de los planes existentes de la planta de biogás del relleno sanitario de Nejapa.

### 3. Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH's)

#### 3.1. Sitios Potenciales para desarrollar PCH's

En total se identificaron 209 sitios. La mayoría de sitios potenciales están ubicados en la región occidental, especialmente en los departamentos de Ahuachapán, Sonsonate y en la zona Oriental del departamento de La Paz.

#### 3.2. Plan Maestro

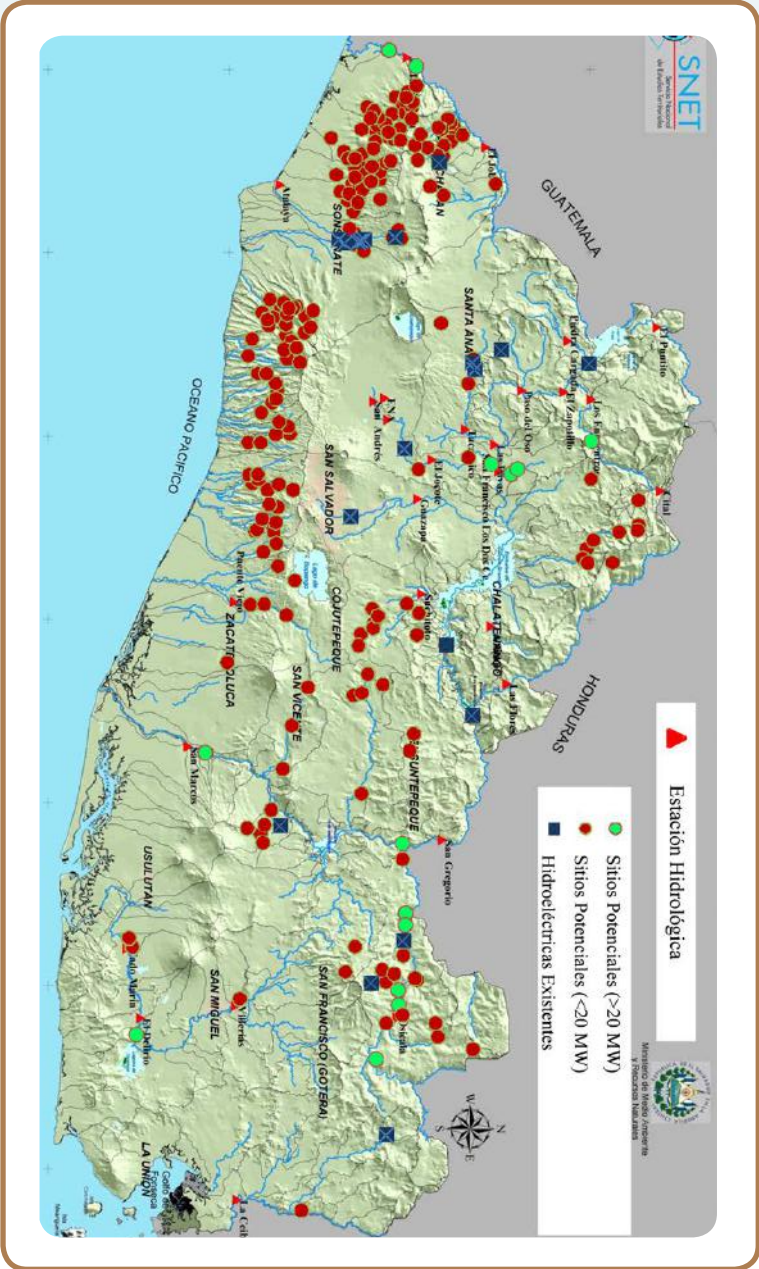
El enfoque básico para la formulación del plan maestro del desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas menores de 20MW para 2012-2027 es descrito a continuación.

- A. Revisión y actualización del potencial [MW] de cada sitio así como la producción anual promedio de energía [MWh/año] utilizando los resultados de estudios previos, mapas topográficos con una escala de 1/50,000 e información hidrológica reciente, etc.
- B. Revisión y actualización del costo de inversión [US\$], beneficio [US\$] y valores financieros tales como TIR, VAN y C/B para cada sitio potencial utilizando los resultados de estudios previos y valores económicos recientes.
- C. Hallazgo de nuevos sitios potenciales propuestos por medio de mapas topográficos con una escala de 1/50,000
- D. Estimación de la potencia [MW], producción anual promedio de energía [MWh/año], valores financieros tales como TIR, VAN y C/B para cada sitio potencial utilizando los resultados de estudios previos y valores económicos recientes para cada nuevo sitio potencial utilizando mapas topográficos con una escala de 1/50,000, información hidrológica reciente y valores económicos recientes
- E. Priorización de los proyectos considerando el estado de proyectos tales como: etapa del estudio (estudio de potencial, E/PF, E/F, diseño final, en construcción, bajo concesión, etc.) y valores para evaluación financiera (C/B)
- D. Impactos ambientales y evaluación de viabilidad

Tomando en consideración el resultado obtenido, el período de 15años del plan maestro (del 2012 al 2027) se ha dividido en tres etapas, en las cuales se adoptaron los siguientes criterios.

- o Fase-I (2012-2017): Proyectos en concesión/construcción, proyectos de

Figura 2. Ubicación de sitios potenciales para desarrollar PCHs



rehabilitación, proyectos para los cuales se hizo estudio de factibilidad o diseño básico, estudio de pre-factibilidad con C/B (con préstamo bancario) mayor de 1.0. Se asume que se desarrollarán en la Fase-I. Los sitios potenciales en áreas naturales protegidas (SANP) no serán considerados.

- Fase-II (2017-2022): 50 % de los sitios potenciales con B/C (con préstamo bancario) mayor de 1.0 y con potencia mayor de 250kW se asume que se desarrollarán en la Fase-II. Los sitios potenciales en áreas naturales protegidas (SANP) no están considerados.
- Fase-III (2022-2027): 50 %de los sitios potenciales con B/C (con préstamo bancario) mayor de 1.0 y con potencia mayor de 250kW se asume que se desarrollarán en la Fase-III. Los sitios potenciales en áreas naturales protegidas (SANP) no son considerados.

Un total de 123 sitios (59 en la Fase-I, 32 en la Fase-II y 32 en la Fase-III) para desarrollar pequeñas centrales hidroeléctricas se seleccionaron para el plan maestro para el período 2012-2027. La capacidad total se ha estimado en 162.7MW (se propondrá que se instalen 103.9MW en la Fase-I, 33.5MW en la Fase-II y 25.3MW en la Fase-III, respectivamente). La energía anual total se ha estimado en 671.4GWh/año (436.1GWh/año en la Fase-I, 146.1GWh/año en Fase-II y 89.2GWh/año en la Fase-III. El costo total de la versión es de US\$483.4millones.

### 3.3. Barreras en la Implementación

A continuación se detallan las barreras que existen en la introducción del desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas en El Salvador.

1. Dificultad para la obtención de fondos para llevar a cabo los estudios y/o desarrollos de pequeñas centrales hidroeléctricas
2. Falta de datos hidrológicos (el número de estaciones hidrológicas es limitado y los períodos de observación son cortos en algunas estaciones).
3. El alto costo de los datos hidrológicos proporcionados por el Servicio Nacional de Estudios Territoriales (SNET).
4. Es necesario actualizar los potenciales de energía hidroeléctrica, los costos y valores económicos en cada uno de los sitios potenciales ya que la última encuesta del potencial hidroeléctrico data de 1989 (hace más de 30 años), la cual fue realizada a nivel nacional por parte de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) y la Universidad Centroamericana José Simeón Cañas (UCA).
5. El número limitado de consultores e ingenieros expertos en energía hidroeléctrica en El Salvador.

Fase	Condiciones	No. de Proyectos	Potencia (MW)	Energía (MWh/Año)	Factor de Planta	Inversión Total	Costo/Kw (Us \$)	Base del Proyecto (sin préstamo del Banco)		
								Tr (Promedio)	Van (Promedio)	B/C (Promedio)
								(%)	(X1,000 Us\$)	
FASE- I (2012-2017)	En Conds., con B/D, F/S y Pre F/S	59	103.9	436,100	48%	305,100	2,937	27.7%	4,500	1.58
FASE- II (2017-2022)	B/C $\geq 1$ , P $\geq 0.25$ (MW), 50% de Potencial	32	33.5	146,100	50.9%	92,500	2,761	29.3%	3,500	1.72
FASE- III (2022-2027)	B/C $\geq 1$ , P $\geq 0.25$ (MW), 50% de Potencial	32	25.3	89,200	40.8%	85,800	3,391	17.6%	1,400	1.33
	<b>TOTAL 1</b>	23	162.7	671,400	47%	483,400	2,972	24.7%	3,248	1.52

Tabla 4. Resumen del Plan maestro del desarrollo del desarrollo de pequeñas hidroeléctricas

6. La complejidad de los diversos procedimientos y el tiempo que conlleva obtener los permisos: del Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN), de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) y de conexión a la red de distribución, etc.
7. La ausencia en la actualidad de una categorización ambiental de los proyectos que utilizan recursos renovables para la generación de energía, la cual facilitaría el cumplimiento de trámites y requisitos exigidos en el MARN y SIGET.
8. Falta de incentivos y normativas que promuevan los contratos de compra de energías renovables, tales como el “Estándar de cartera de energías renovables” (Renewable Portfolio Standar, RPS).

### 3.4. Recomendaciones para llevar a cabo el Plan Maestro

El plan maestro ha identificado la ubicación de los sitios, utilizando mapas topográficos. Posteriormente los desarrolladores tendrán que hacer una visita de campo para corroborar los datos encontrados en los mapas ya que estos pueden variar respecto a los presentados en el presente estudio. Una vez realizado el estudio de reconocimiento, el siguiente paso consistente en hacer el estudio de pre factibilidad y posteriormente el estudio de factibilidad, para finalizar con el proceso de construcción. Los siguientes puntos deben ser examinados cuidadosamente en el reconocimiento del sitio.

**Topografía:** Los mapas topográficos a escala de 1:50,000 que estuvieron disponibles en el estudio de reconocimiento no son de mucha exactitud (escala muy grande), por lo cual se debe realizar trabajo de campo y/o trabajar con mapas topográficos a escala menor que den mayor confiabilidad por ejemplo modelos de elevación digital escala de 1: 25,000. La topografía del sitio de toma y la ruta del canal de alimentación deben ser confirmadas en el sitio ya que lo mostrado en el mapa puede diferir de la situación real. Perfiles longitudinales y transversales de la ruta de la tubería a presión se trazan basándose en el mapa topográfico y una ubicación aproximada lo cual debe ser confirmada en el sitio.

- **Geología:** La geología del sitio de toma aguas arriba y aguas abajo del sitio es evaluada en el sitio. Evaluar si la condición de la roca de fundación esta conformada del afloramiento del lecho de roca, para determinar la idoneidad del sitio de obra de toma. La geología del canal de alimentación propuesto o la ruta de la tubería a presión y el sitio de la casa de máquinas se deben de revisar para ver afloramientos, vegetación y deslizamientos o fallas de pendientes.
- **Caudal del río:** El caudal en el sitio de toma debe ser medido haciendo los aforos respectivos.

- **Depósitos en el lecho del río:** Se revisan los depósitos en el lecho del río y el resultado se utiliza para estimar la sedimentación en el futuro detrás de la obra de toma.
- **Condiciones de la carretera a cada sitio:** Ya que la disponibilidad de una carretera existente para la construcción tiene un efecto significativo sobre el costo de construcción y sobre el programa de construcción del proyecto, las carreteras traficables existentes son verificadas en el sitio con la ayuda de un mapa topográfico.
- **Materiales de construcción:** Para una obra de toma, el método para suministrar concreto y la ubicación de la pedrera para los agregados son investigados en el sitio.
- **Línea de transmisión:** La ruta de la línea de transmisión o línea de distribución para transmitir la energía eléctrica generada en la casa de máquinas planificada es confirmada.
- **Estudio ambiental:** Es necesario revisar que no haya zonas de restricción ambiental en el área, tales como áreas ambientales protegidas, parques naturales, reservas de vida salvaje, reserva forestal, patrimonio cultural y casas, fincas e instalaciones existentes que utilizan el agua que serían afectadas por la nueva planta. El uso del agua para irrigación o para tomar, pesca, etc., debe ser investigado durante el reconocimiento del sitio.

Cuando no hay una estación de medición de caudales en el sitio de toma o en su área adyacente, es esencial instalar una tan pronto como sea posible y comenzar a registrar los caudales diarios del río para una mejor estimación en la producción de energía en los estudios de factibilidad correspondientes.

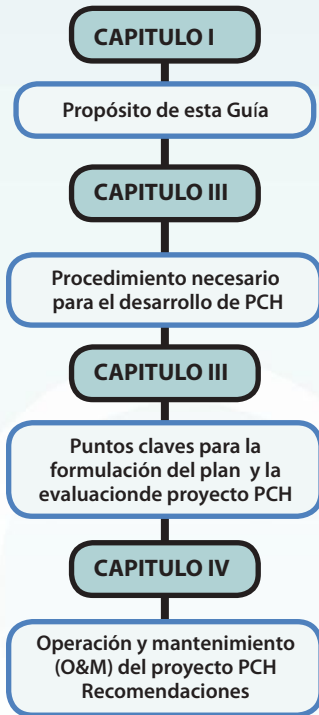
### 3.5. Guía para la Promoción de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

La Guía para la promoción de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) menores a 20 MW incluye: 1) El procedimiento necesario para el desarrollo de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, 2) La formulación del plan y la evaluación del proyecto, 3) Operación y mantenimiento, 4) El monitoreo del impacto ambiental, y 5) Recomendaciones y documentos adicionales (formularios del procedimiento de concesión de SIGET y MARN).

La Guía para la promoción de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en El Salvador tiene los siguientes propósitos:

- A. Aumentar la capacidad instalada de las energías renovables a futuro, especialmente de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, y reducir el uso de combustibles fósiles y las emisiones de CO<sub>2</sub>.
- B. Ser un apoyo o referencia para la toma de decisiones del Gobierno, dentro del marco del plan general de desarrollo que prioriza las energías renovables





del marco del plan general de desarrollo que prioriza las energías renovables en El Salvador.

- C. Solucionar las barreras para la introducción del desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas, así varios procedimientos complejos serán introducidos fácilmente para el manejo rápido por parte de los desarrolladores
- D. Servir de orientación para el desarrollador privado con respecto a los procesos y procedimientos necesarios para la obtención de permisos ambientales del MARN, permisos de concesión del SIGET, etc.
- E. Facilitar la evaluación de la potencialidad de los sitios para los desarrolladores, mediante la introducción de un proceso simplificado de evaluación técnica, económica, financiera y ambiental para la primera etapa de planificación (Perfactibilidad) de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.
- F. Introducir métodos de operación y mantenimiento, incluyendo una lista de los repuestos necesarios.

### 3.5.1. Consideraciones Básicas sobre los Aspectos Técnicos

En la tabla 5 se detalla el procedimiento que se ha utilizado para estimar los costos de inversión de un proyecto en las etapas iniciales, se utilizará el método de estimación de costos de **La Guía Japonesa de Energía Hidroeléctrica**.

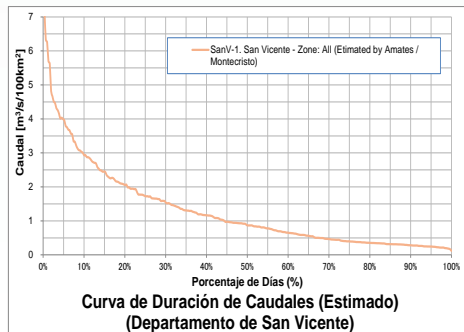
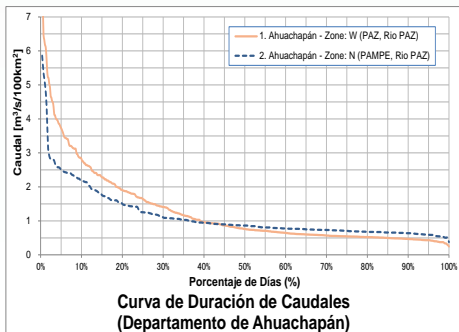
#### a) Determinación de Caudales

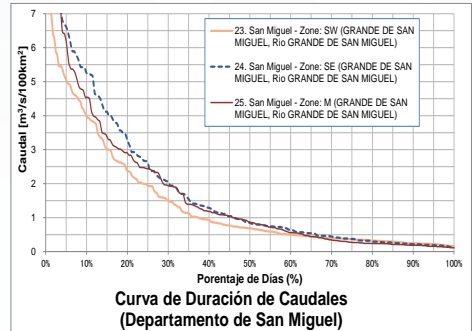
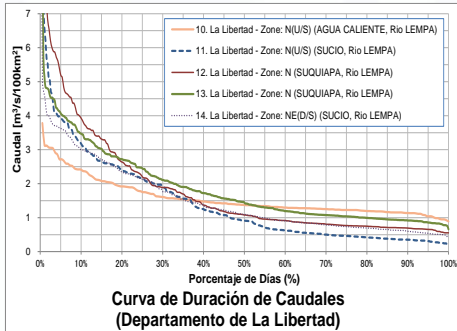
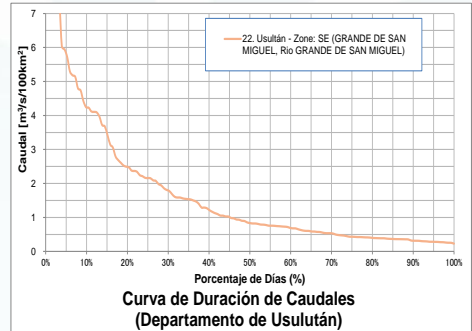
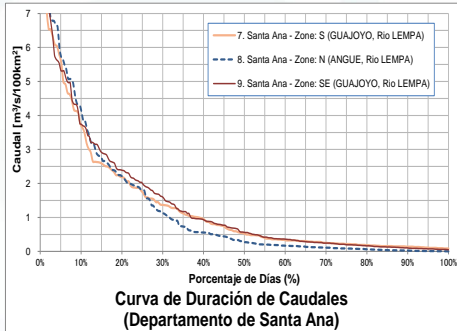
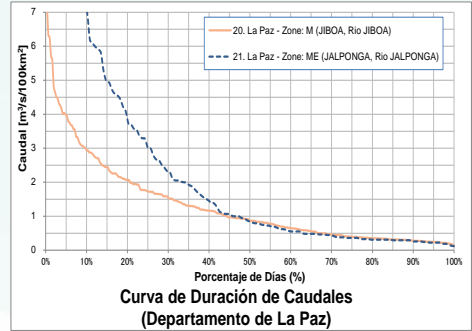
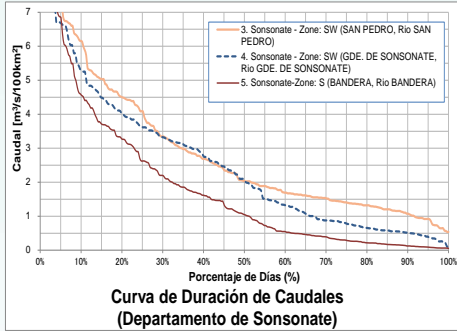
Para estimar el caudal de diseño de las PCHs en los lugares previstos, se aplicará la curva de duración de caudales (Flow Duration Curve) por cada departamento mediante el uso de datos hidrológicos disponibles, las cuales estarán anexados en la Guía en las Figura 3 y Figura 4.

Algunas estaciones hidrológicas durante el periodo entre 1985 a 1992 fueron afectadas, después de este período, algunas estaciones fueron reactivadas. A continuación se muestran las curvas de Duración de Caudales construidas a partir de las estaciones existentes.

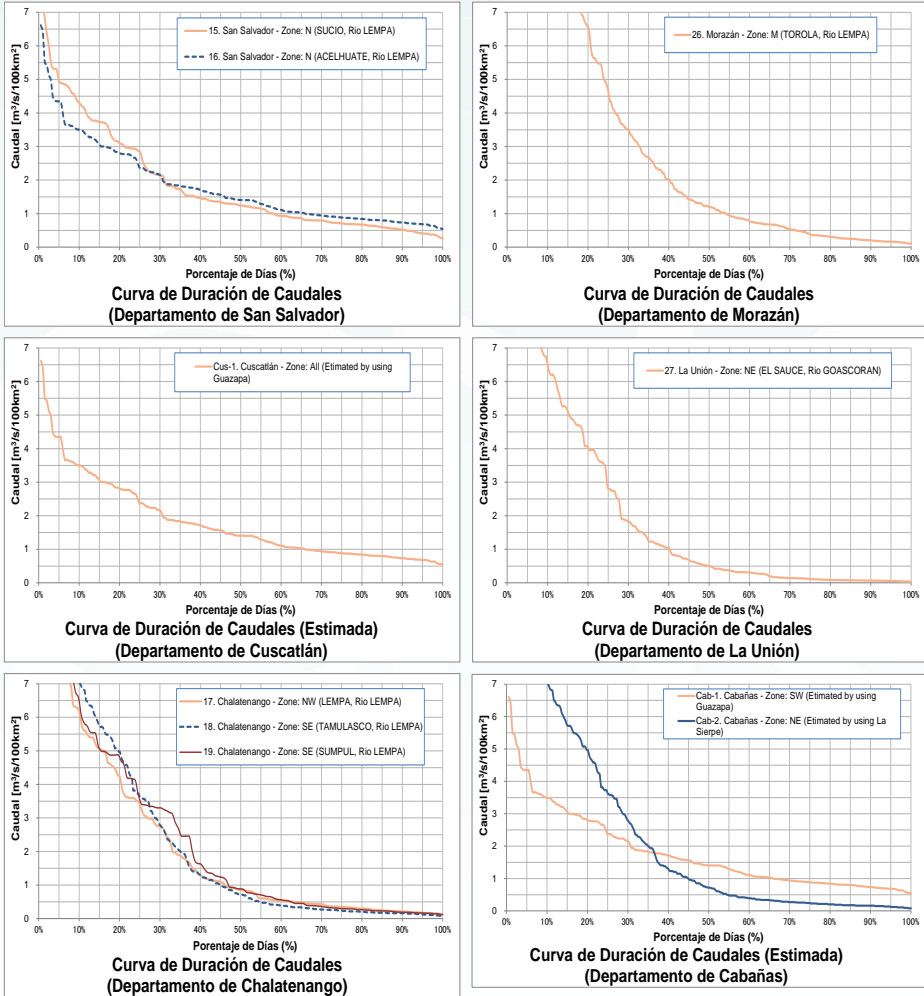
Ítems	Fórmula
Casa de máquina	Costo [x1000 US\$] = $0.084 * (P[\text{kW}])^{0.830} / 80$
Toma de entrada	$M_{\text{áx.}} = Q / \text{Factor de planta}$ $\{(H: \text{Altura de vertedero}[\text{m}])^2 * (L: \text{Longitud de vertedero} [\text{m}])\} = M_{\text{áx.}} * 198$ Volumen concreto [m <sup>3</sup> ] = $11.8 * (H^2 * L)^{0.781}$ Costo [mill.US\$] = $0.21 * (\text{Volumen concreto})^{0.866} / 80$
Obra de toma	[Q < 4.4 m <sup>3</sup> /s] Diámetro interior [m] = 1.8 m [Q >= 4.4 m <sup>3</sup> /s] Diámetro interior [m] = $1.036 * Q^{0.375}$ Costo [x1000 US\$] = $19.7 * (\text{Diámetro interior} * Q)^{0.506} / 80$
Desarenador	Costo [x1000 US\$] = $18.2 * Q^{0.830} / 80$
Canal abierto	$\sqrt{(\text{Anchura} * \text{Altura})} = 1.09 * Q^{0.379}$ Costo por unidad [x1000 US\$/m] = $122 * (\sqrt{(\text{Anchura} * \text{Altura})})^{1.19} / 80$
Tubería forzada	Diámetro interior [m] = $0.888 * Q^{0.370}$ Costo por unidad [x1000 US\$/m] = $357 * (\text{Diámetro interior})^{1.14} / 80$
Canal de salida	Costo [mill.US\$] = $9.54 * \{ (\text{Radio del Canal}) * Q \}^{0.432} / 80$ ※El radio del canal de salida es determinado por la tubería forzada
Obras mecánicas	Costo [mill.US\$] = $0.0595 * \{ Q * H_e^{2/3} * (\text{número de turbinas})^{1/2} \}^{1.49} / 80$
Instalaciones eléctricas	Costo [mill.US\$] = $12.8 * (P[\text{kW}] / \sqrt{H_e})^{0.648} / 80$

**Tabla 5. Ecuaciones utilizadas para la estimación de los costos de construcción de una PCH.**  
 (Fuente: New Energy Foundation (NEF), Japan, "Medium and Small Hydroelectric Guidebook")





**Figura 3. Curva de duración de caudales por departamento (1/2)**  
(Fuente: SNET, preparado por el equipo de estudio JICA)



**Figura 4. Curva de duración del caudal adimensional por departamento (2/2)**  
(Fuente: SNET, preparado por el equipo de estudio JICA)

Las estaciones hidrológicas funcionales en la actualidad se considera que son insuficientes en la zona Este del departamento de Ahuachapán, La Libertad, zona Sur en el departamento de San Salvador, zona Norte-Oeste del departamento de Chalatenango, zona Norte del departamento de San Miguel, todas las zonas del departamento de Morazán y del departamento de La Unión. Especialmente en los departamentos de Cuscatlán, Cabañas y San Vicente ya que no existen estaciones hidrológicas en dichos sitios. Para la estimación del caudal de diseño de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas es necesario conocer el área de la zona de captación [km<sup>2</sup>] en el sitio de entrada propuesto, y de esa forma determinar el caudal [m<sup>3</sup>/s] utilizando la curva de duración de caudales [m<sup>3</sup>/s/km<sup>2</sup>] por departamento, mostrado en la Figura 3 y Figura 4.

La fórmula utilizada para estimar el caudal de diseño es:

$$Q = A * Qsp$$

Q: Caudal en el sitio de entrada propuesto [m<sup>3</sup>/s]

A: Área de cuenca hidrográfica [km<sup>2</sup>]

Qsp: Caudal específico de la zona (departamento) [m<sup>3</sup>/s/100km<sup>2</sup>]

Al hacer estos cálculos el resultado esperado es que el flujo de agua sea estable todo el año y abundante en la época seca para la planeación de la presa a filo de agua de las pequeñas centrales hidroeléctricas sin reservorio. Así también, en la Figura 5 la línea-(a) se refiere a la curva de duración de los caudales de un sitio de presa de una Pequeña Central Hidroeléctrica, indicando que el caudal de diseño se podría establecer en un 22%, lo cual significa que tendría una duración de 80 a 100 días en el año.

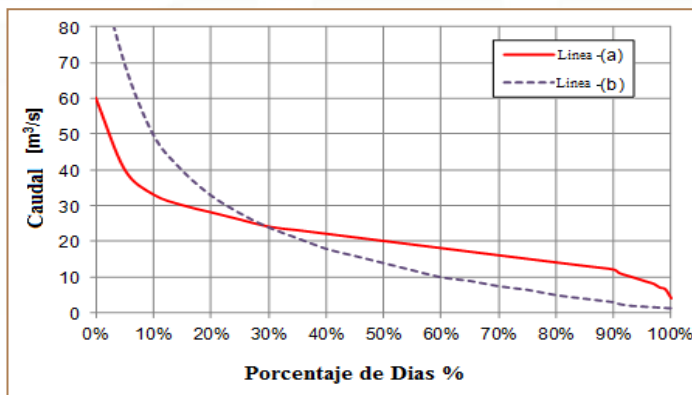


Figura 5. Curva de duración de caudales deseada para pequeñas Centrales Hidroeléctricas

## 4. Energía Solar

### 4.1. Situación Actual de los Sistemas Fotovoltaicos

La Tabla 6 muestra una lista de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica en El Salvador. Hay dos sistemas que están instalados en residencias, pero la mayoría de ellos están instalados en edificios gubernamentales, escuelas y universidades. El sistema fotovoltaico más grande, es de 91 kW, y se ha instalado en el campamento base de EE. UU., además de existir 9 kW de energía fotovoltaica en el mismo campamento.

Aplicación	Ubicación	Capacidad (kW)
Sitio recreativo	Lago Coatepeque, Sta. Ana	1.63
Escuela Alemana	San Salvador	20.00
Granja ecológica Santo Domingo	Sto. Tomás, San Salvador	2.48
Oficinas administrativas de CEL	San Salvador	24.57
Oficinas administrativas de FUNDE	San Salvador	2.17
Oficinas administrativas de SEESA	San Salvador	2.17
Residencia privada	San José Villanueva, La Libertad	2.02
Universidad de El Salvador	San Salvador	2.20
Supertienda San Carlos	San Rafael Cedros	6.00
Universidad Politécnica	San Salvador	0.70
Campamento base de EE. UU.	La Paz	91.0 + 9.0

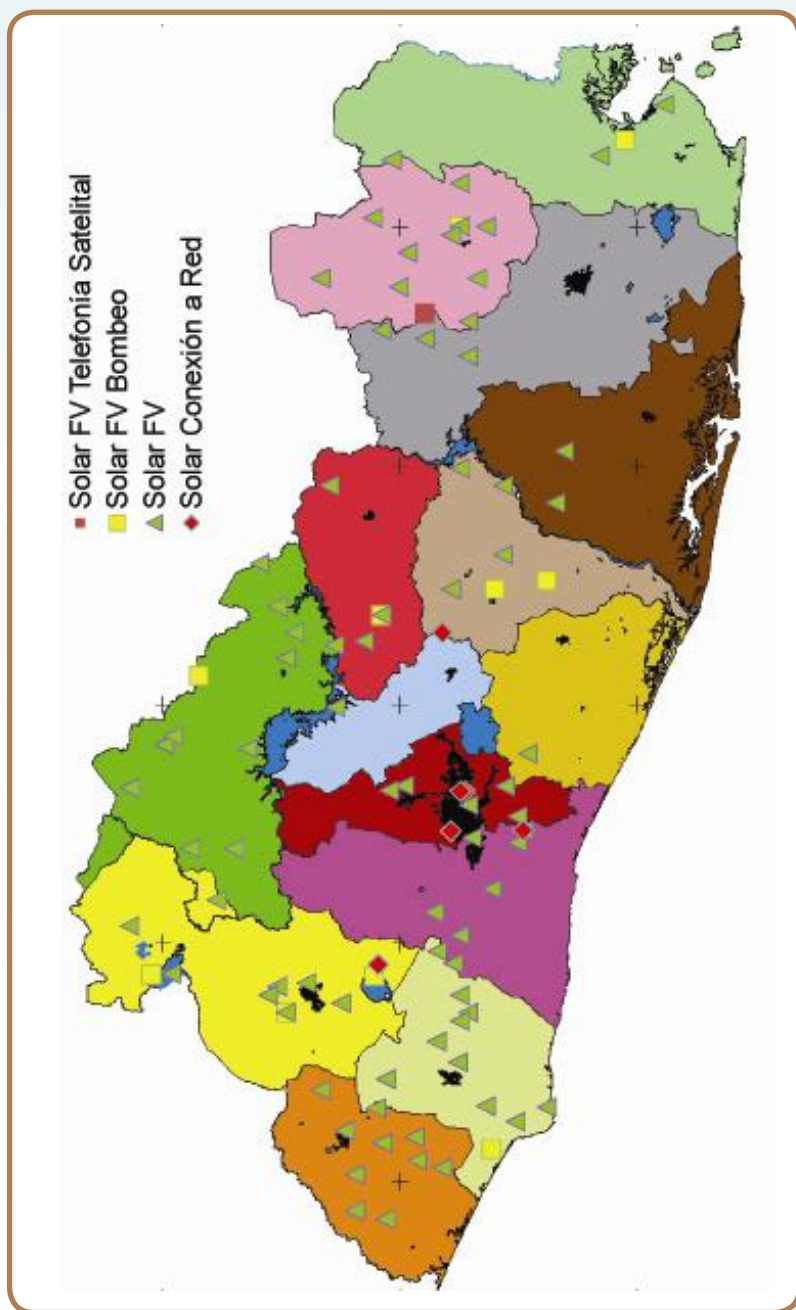
**Tabla 6. Sistemas fotovoltaicos conectados en la red de El Salvador.**

Fuente: Preparado por el Equipo de Estudio JICA basado en información del CNE.)

Aplicación	Número de sistemas	Capacidad instalada (Wp)
Bombeo fotovoltaico	21	9,695
Sistema Solar Doméstico (SHS)	2,950	287,956
Sistema Fotovoltaico conectado a la red eléctrica	12	163,940
Alumbrado público	246	15,090
Agua potable	2	280
Comunicación por radiofrecuencia	15	n. a.
Telecomunicaciones	6	n. a.
<b>TOTAL</b>	<b>3,252</b>	<b>476,961</b>

**Tabla 7. Sistemas fotovoltaicos en El Salvador**

En la tabla se muestra la lista de los sistemas agrupados por su aplicación.



**Figura 6. Sistemas solares fotovoltaicos instalados en El Salvador**  
Muestra un mapa de la distribución de estos sistemas en El Salvador.

La tabla 8 muestra los sitios potenciales para la instalación de una central solar fotovoltaica y sus capacidades. En la actualidad CEL es propietaria de los terrenos en donde se han hecho los estudios de estos proyectos, ubicados en áreas cercanas a sus centrales hidroeléctricas.

Ubicación	Capacidad (MW)
Energía fotovoltaica a ser instalada en la Central “El Guajoyo”	3.6
Energía fotovoltaica a ser instalada en la Central “ 15 de Septiembre”.	14.2
Energía total	17.8

**Tabla 8. Plan de Desarrollo futuro de CEL en sistemas solares FV.** Fuente: CEL

#### 4.2. Análisis de los Sistemas Fotovoltaicos montados en techo en áreas urbanas

La energía Fotovoltaica (FV) producida se puede calcular utilizando la siguiente expresión:

$$E_p = H \times K \times P$$

En donde:

$E_p$  = Producción de energía estimada (kWh/día)

$H$  = Irradiación solar promedio (inclinación 15 grados) (kWh/m<sup>2</sup>/día)

$K$  = Pérdidas totales del sistema

$P$  = Capacidad del sistema solar fotovoltaico (kWp)  $K = k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \times k_5$

$k_1$ : Variación anual promedio del factor de corrección solar de irradiación: 0.97

$k_2$ : Factor de corrección por deterioro de edad en el sistema FV: 0.95

$k_3$ : Factor de corrección FV por coincidencia de carga: 0.94

$k_4$ : Factor de corrección del circuito FV: 0.97

$k_5$ : Eficiencia del acondicionador de potencia: 0.90

En El Salvador la irradiación solar alcanza valores de 5.3 kWh/m<sup>2</sup>/día en promedio



anual, especialmente en los alrededores del área metropolitana de San Salvador. La Tabla 9 muestra la irradiación solar mensual que monitoreada por CEL y la producción estimada de energía para un sistema FV montado en techo de 2 kW.

Mes	Número de días	Irradiación a 15 grados de inclinación (kWh/m <sup>2</sup> /día)	Temperatura Ambiente (°C)	Para un sistema de 2 kW	
				Producción de energía (kWh/día)	Producción de energía (kWh/mes)
Ene	31	6.80	25.4	10.28	318.81
Feb	28	6.10	26.0	9.23	258.32
Mar	31	6.80	26.3	10.28	318.81
Abr	30	5.50	26.8	8.32	249.55
May	31	5.00	26.1	7.56	234.42
Jun	30	4.80	25.6	7.26	217.79
Jul	31	5.80	26.0	8.77	271.93
Ago	31	6.50	25.9	9.83	304.75
Sep	30	5.80	25.2	8.77	263.16
Oct	31	6.10	25.2	9.23	286.00
Nov	30	5.90	25.5	8.92	267.70
Dic	31	6.20	25.4	9.38	290.68
		<b>TOTAL</b>	<b>Anual</b>		<b>3,281.91</b>

**Tabla 9. Producción mensual de energía estimada en San Salvador (2 kW).**

#### 4.2.1. Tendencias actuales en los costos de los sistemas Fotovoltaicos.

Los costos de los sistemas fotovoltaicos se han reducido consistentemente durante las últimas tres décadas, mostrando una tasa de disminución del 19,3%. Se espera que esta tendencia continúe, dadas las posibilidades de mejorar el rendimiento y los costos, así como en los procesos de fabricación.

De acuerdo con el reporte del IEC (*International Electrotechnical Commission*, por sus siglas en inglés), los precios del mercado spot actuales para los módulos FV, están entre US\$ 1.80/Wp y US\$ 2.27/Wp para los módulos cristalinos y entre US\$ 1.37/Wp y US\$ 1.65/Wp para los módulos de película delgada. Los precios sin embargo, varían significativamente entre los mercados. Los costos totales de un sistema en el mes de Junio de 2011 están en un rango comprendido entre US\$ 3,300/kWp y US\$ 5,800/kWp para sistemas de montaje en techo. Nótese que estos costos se están reduciendo rápidamente y bien podrían estar desactualizados a la fecha de esta publicación. El costo de generación resultante depende del costo del capital y del aislamiento. Tomando como base los costos de los sistemas anteriores, los costos nivelados de la energía estarán entre US\$ 0.14/kWh y US\$ 0.69/kWh para los sistemas FV montados en techo.

En la siguiente figura se resume la caída de los costos de los módulos fotovoltaicos.

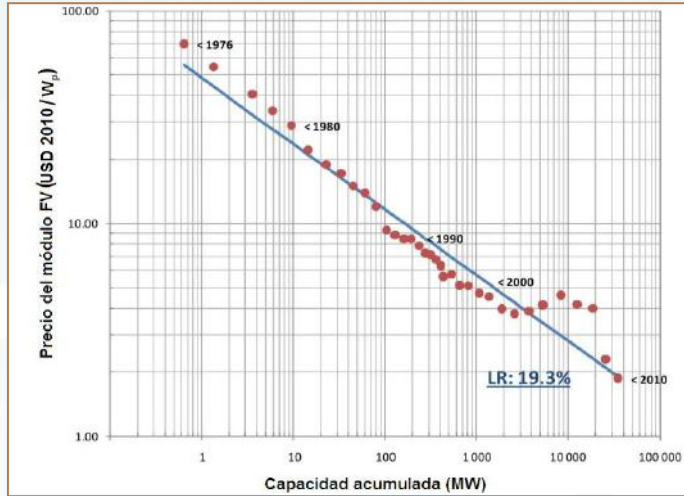


Figura 7. Caída de costos para los módulos FV (1976-2010).

Fuente: IEA

#### 4.2.2. Tendencias Futuras en el costo de los sistemas FV

La Tabla 10 muestra el Mapa de Ruta preparado por la IEA (*International Energy Agency*), en el cual se asume que el costo será de US\$ 0.105/kWh para el año 2020. (Fuente: **Technology roadmap, Solar Photovoltaic; IEA**).

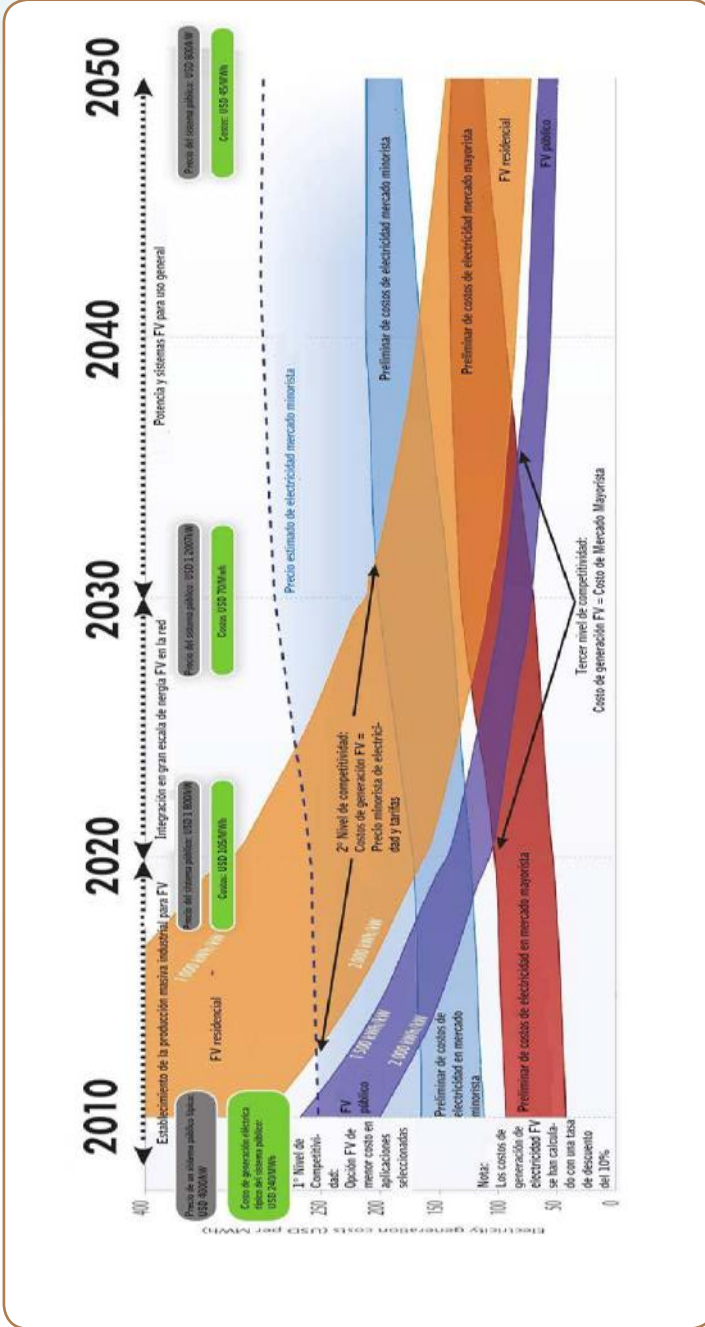


Tabla 10. Ruta para los Módulos FV.

Fuente: Technology roadmap, solar photovoltaic; IEA

### 4.3. Sitios Potenciales para el desarrollo FV.

En este estudio, la capacidad permisible de potencia para conectarse con la red se examinó usando el método algebraico de la compañía japonesa "Tohoku Electric Power". El resultado nos muestra que la máxima capacidad admisible de potencia con generadores fotovoltaicos y eólicos para interconexión con la red, es de 60MW. Este valor es aproximadamente el 7% de la "demanda máxima mensual" nacional en el 2010. En el futuro dependiendo del incremento en la demanda y de la selección de tecnologías que se implementen, la capacidad máxima permisible puede aumentar.

### 4.4. Cronograma base para un Proyecto

Para la instalación de los módulos FV sobre el suelo, es necesario coordinar previamente la adquisición del terreno. Por lo tanto, es importante hacer una inspección del sitio para colectar y confirmar la información de antemano. El período de construcción de estos sistemas varía según el tipo y capacidad del sistema FV. En el caso de Japón, fue necesario considerar alrededor de 6 meses de construcción para la instalación de un sistema de 1 MW. El período de construcción abarca desde el comienzo de la construcción hasta la puesta en marcha. Este período se puede extender en proporción al incremento en la capacidad del sistema FV.

Es recomendable iniciar la construcción de las obras antes que inicie la temporada lluviosa, ya que normalmente se asume que el plazo de construcción se prolonga debido a las condiciones climáticas. Por lo tanto, antes de iniciar la construcción y durante la etapa de planificación, se debe examinar el cronograma para el diseño, la adquisición de los equipos, la discusión con las empresas de distribución, el proceso de conexión con la red, la consulta de las leyes y los reglamentos correspondientes. La siguiente tabla muestra un ejemplo de programación para un proyecto de instalación FV en Japón.

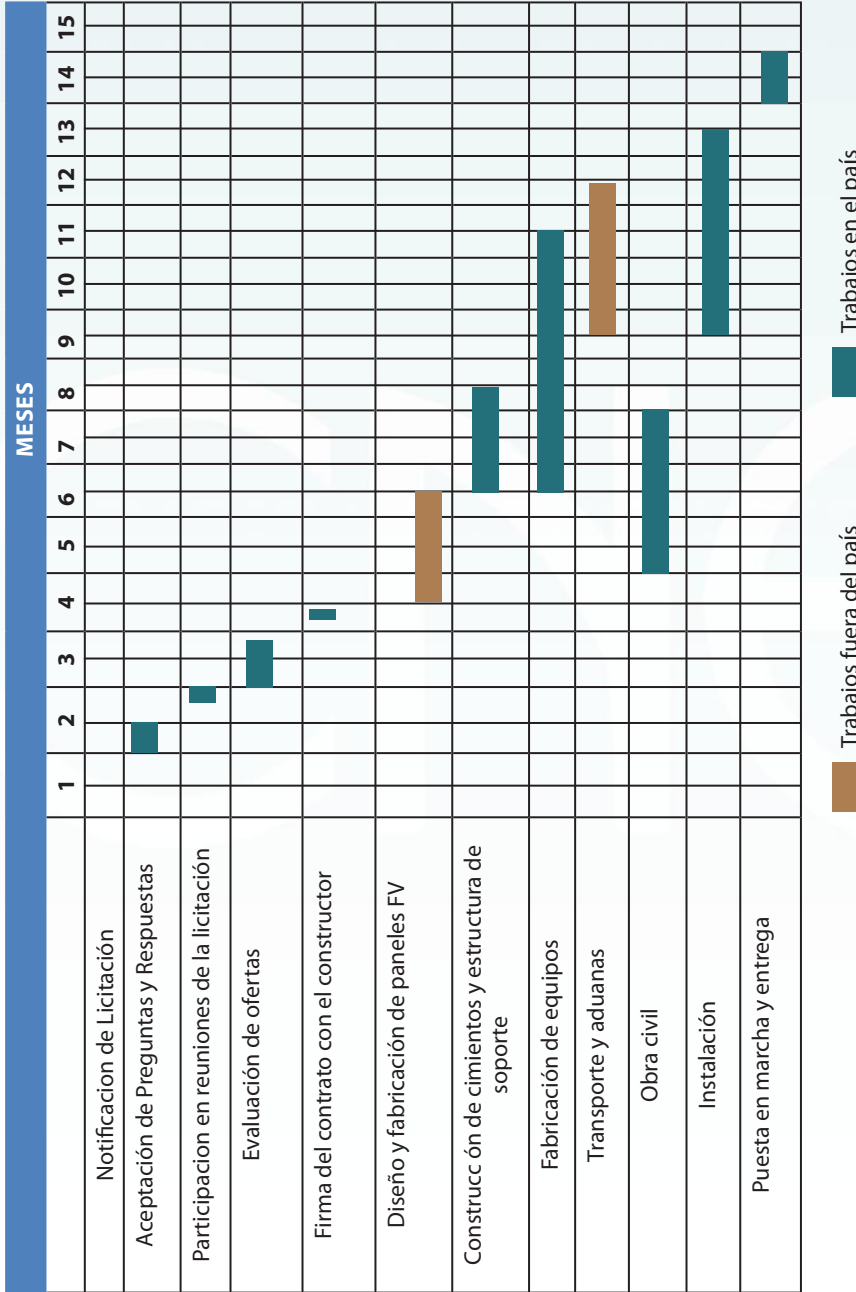


Tabla 11. Ejemplo de cronograma de trabajo.

#### 4.5. Plan Maestro

En este estudio, se requiere de un Plan Maestro para los sistemas fotovoltaicos entre los años 2012 y 2026. De manera que, el siguiente plan de desarrollo fue compilado para su implementación entre los años mencionados.

Año	Sobre el suelo		Montado en techo (Proyecto base)	
	Capacidad (MW)	Energía Producida (GWh/año)	Capacidad (MW)	Energía Producida (GWh/año)
2012 hasta 2016	17	27.9	0.9	1.5
2017 hasta 2021	20	32.8	1.8	3.0
2022 hasta 2026	50	80.0	18.6	30.5

**Tabla 12. Plan Maestro FV**

Los sistemas fotovoltaicos para montaje en techo, se difundirán a través de un enfoque orientado hacia el mercado, por lo que su precio tiene que ser competitivo con la tarifa de energía. El costo de producción de la energía fotovoltaica aún es mayor que la actual tarifa eléctrica en El Salvador. La disponibilidad de los sistemas fotovoltaicos montados en techo para el público en general, se incrementará a medida que disminuya el precio. Una vez que el precio baje hasta un valor accesible, se difundirán ampliamente, como fue en el caso de la telefonía móvil. Por eso, es necesario preparar los recursos humanos en el campo de las energías renovables.

Para finales del año 2011, en Japón se han instalado alrededor de 700,000 sistemas FV para montaje en techo, es la cantidad más grande en el mundo. La mayoría de estos sistemas para montaje en techo, más del 90 %, se han instalado en casas privadas. La cantidad de sistemas es alrededor del 0.50 % de la población nacional.

Considerando la misma tendencia para El Salvador a partir de 0.5 % con incrementos del 1% para una siguiente fase y de 10% de la población para el largo plazo, la capacidad instalada futura se podría estimar como se muestra en la tabla siguiente.

	Capacidad Instalada (MW)	Energía Producida (GWh/año)
2012 al 2016 <sup>(1)</sup>	0.9	1.5
2017 al 2021 <sup>(2)</sup>	1.8	3.0
2022 al 2026 <sup>(3)</sup>	18.6	30.5

- (1): 2012 - 2016     $6,200 \times 0.005 \times 3\text{kW} = 930 \text{ kW}$
- (2): 2017 - 2021     $6,200,000 \times 0.01 \times 3\text{kW} = 1,860 \text{ kW}$
- (3): 2022 - 2026     $6,200,000 \times 0.1 \times 3\text{kW} = 18,600\text{kW}$

**Tabla 13. Plan Maestro para Modulos FV (Montados en techo)**

#### 4.6. Problemas para mantener la calidad de la energía.

El excedente de electricidad se inyecta hacia la red cuando la energía generada por el sistema fotovoltaico sea mayor que la energía consumida por la demanda. En este caso, el flujo de corriente eléctrica cambia de dirección y el voltaje aumenta. En la medida que la inyección de la energía fotovoltaica aumenta en una red de poca capacidad, el voltaje podría exceder el límite superior; ocasionando un sobrevoltaje. En cierta medida, es posible controlar el voltaje de la línea reduciendo el voltaje enviado desde el transformador.

Existen acondicionadores de potencia para las instalaciones fotovoltaicas, que han sido diseñados para controlar el incremento en el voltaje a fin de que no exceder el límite. Sin embargo, una desventaja es que para controlar el voltaje, hay que desconectar la producción de energía, lo cual lleva a una menor eficiencia del sistema fotovoltaico. De acuerdo a las necesidades, la capacidad de la red tendrá que ser incrementada gradualmente.

Los últimos modelos de inversores generan muy pocos armónicos. Esta aplicación se llama Modulación de Ancho del Pulso (PWM, Pulse-Width Modulation, por sus siglas en ingles). En los PWM, el voltaje se controla al cambiar el intervalo y la duración del pulso, de modo que el valor medio del voltaje sea igual a la forma de onda fundamental deseada.

#### 4.7. Desarrollo del Recurso Humano.

Se necesitará desarrollar el recurso humano un tiempo antes, que el costo de producción de la energía fotovoltaica llegue a ser capaz de competir con el actual costo de generación. Por lo tanto, antes que caigan los precios y se difunda la tecnología fotovoltaica, es necesario potenciar los recursos humanos en el campo de las energías renovables como etapa inicial.

En El Salvador hay algunas universidades que han incluido en su Pensum, las

tecnologías en energías renovables, aun así los recursos humanos en tecnologías renovables son limitados, tanto en profesores como en estudiantes.

Para la asistencia técnica se requiere de una capacidad de construcción tanto para las empresas privadas como para las instituciones públicas para poder diseminar los sistemas FV. Cualquier programa de apoyo técnico, debe maximizar el involucramiento de las instituciones locales para fomentar la tecnología y las políticas de aprendizaje. El gobierno y las empresas de servicios públicos deberían involucrarse para ganar experiencias en proyectos de energía renovable y en sus políticas. Adicionalmente, para el sector privado local tales como compañías locales y bancos, deberían crear estructuras financieras para permitir el financiamiento y operación de proyectos de energía renovable.

#### 4.8. Mapa de ruta para la introducción

A continuación se resumen algunos problemas actuales y las etapas futuras para la introducción de los sistemas FV.

- Actualmente, es difícil que la mayoría en el país pueda comprar un sistema FV para montaje en techo, porque la inversión inicial es aun alta.
- Los sistemas FV montados en techo serán comprados por usuarios particulares, a diferencia de los otros sistemas de gran escala para la generación de energía. Por lo tanto, si no hay ningún beneficio tangible para los usuarios particulares, estos no se verán incentivos a fin de adquirirlo.
- Los costos de la energía fotovoltaica se han reducido constantemente durante las últimas tres décadas y se espera continúe la tendencia. Se estima que el costo llegue a un nivel inferior, similar a la tarifa actual de energía para el año 2020.
- Si el costo llega al mismo nivel de la tarifa eléctrica actual, es necesario concientizar a los usuarios sobre temas ambientales y energéticos para la difusión de la energía fotovoltaica. Además, del beneficio económico para los usuarios.
- Los problemas de conexión entre la tecnología fotovoltaica con la red están resueltos técnicamente. No hay problema si está montado con equipos de última generación. El problema en la instalación varía en cada caso y es necesario contar con el personal idóneo para entender y evaluar el sistema.

Se estima que la preparación de las etapas para la diseminación futura de los sistemas FV montados en techo será para el año 2020. En la figura siguiente se muestra la hoja de ruta para la introducción de la energía fotovoltaica:



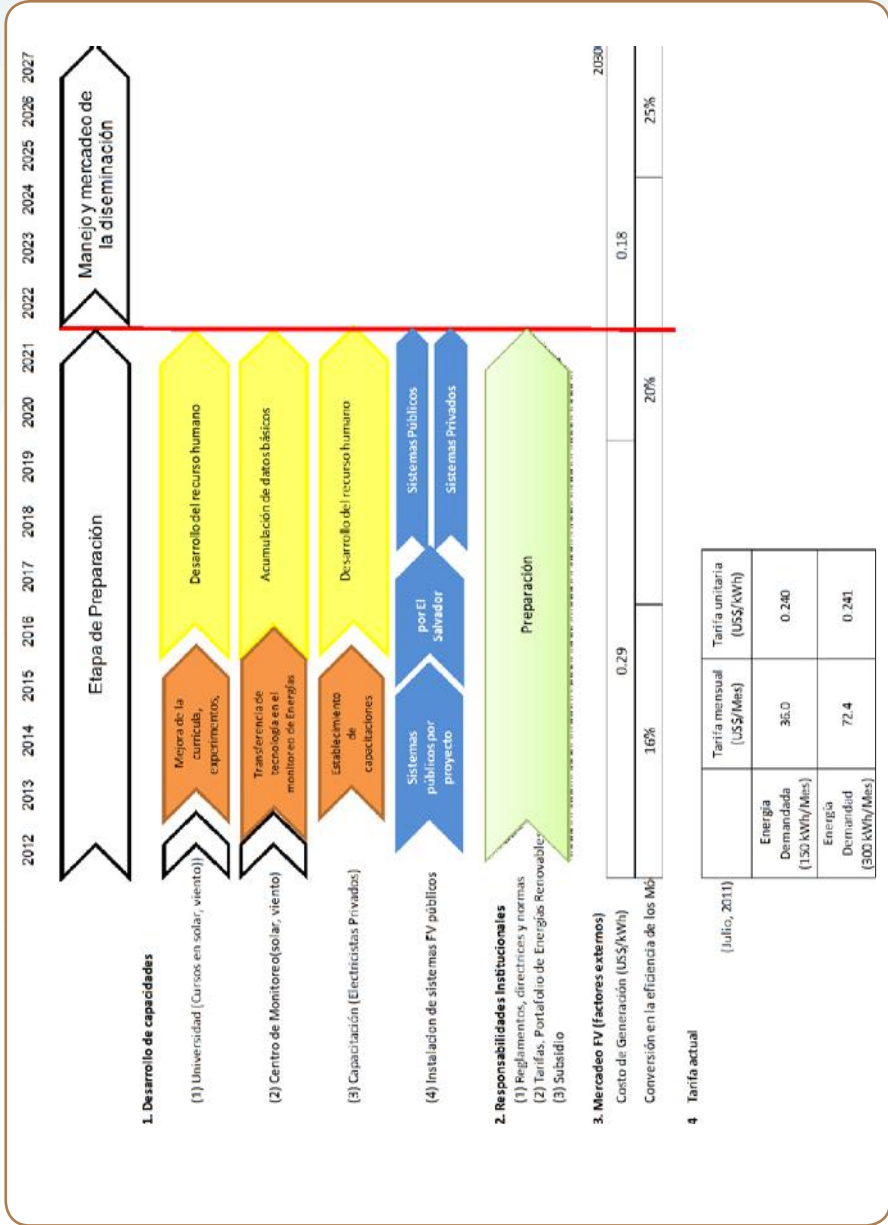


Tabla 14. Mapa de Ruta para la introducción de Sistemas FV

## 5. Energía Solar Térmica.

En este capítulo, se analiza el estado actual de la energía solar térmica en El Salvador. Para implementar en el país proyectos solares térmicos, existen algunas dificultades por superar, por lo cual se plantean algunas recomendaciones para superarlas. Además, para la introducción de los “Concentradores Solares de Energía” (CSP, por sus siglas en inglés), se mencionan las respectivas recomendaciones.

### 5.1. Situación Actual de la Solar Térmica.

Actualmente en El Salvador existen tres instituciones trabajando con la tecnología solar térmica, utilizando enfoques diferentes: La Geo, INE y la Universidad Don Bosco.

#### a) Universidad Don Bosco

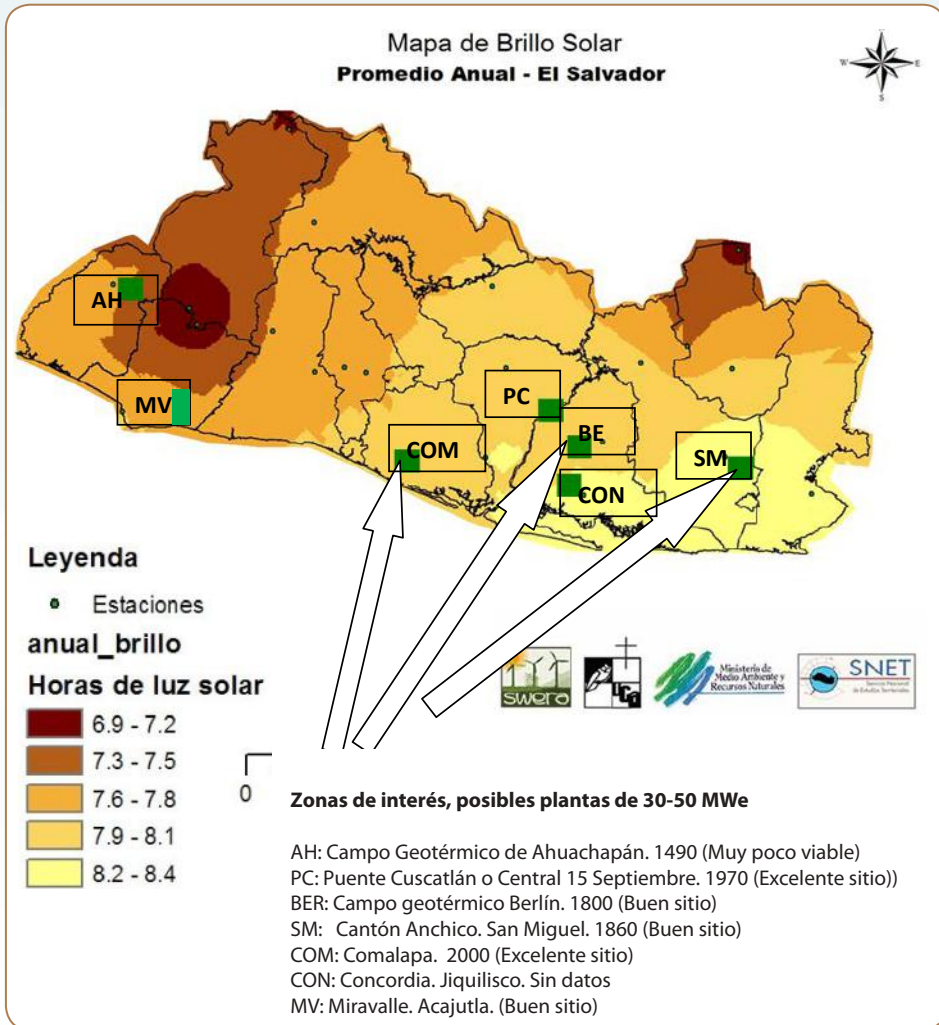
El objetivo general del proyecto fue desarrollar tecnología solar térmica a nivel local para acumular conocimiento y experiencia en dicha tecnología. Para cumplir con los objetivos establecidos, se decidió diseñar un colector concentrador circular y un generador de vapor o caldera colocada en el punto focal del concentrador. El fluido escogido para el transporte de calor y el manejo del ciclo termodinámico fue agua. Basados en la demanda térmica y las cargas eléctricas de los usuarios, el sistema deberá tener una capacidad de  $30 \text{ kW}_{\text{th}}$ . Este sistema estaba destinado tanto para cargas eléctricas y térmicas. La carga eléctrica esperada fue el alumbrado de 14 viviendas rurales, en total 300 Watts por 4 horas al día, de 5:00 a 9:00 P.M. También se tuvo una carga térmica no simultánea para alimentar un horno de panadería, durante días soleados. La máxima temperatura alcanzada en el horno fue de  $150 \text{ }^{\circ}\text{C}$ . También se tenía pensado operar un pequeño sistema de bombeo de agua.

#### b) La Geo

Actualmente, se están diseñando nuevos prototipos de colectores con receptor tipo cavidad y serán construidos con objetivos de investigación y desarrollo. En el prototipo se usará una película plástica metalizada con un factor de reflexión del 95 %. Todo el sistema será instalado en la parte norte del Campo Geotérmico de Berlín. La capacidad instalada está prevista en  $30 \text{ MW}_e$ . Existen 5 alternativas de instalación de una planta de energía solar térmica, como se muestra en la tabla siguiente:

OPCION	1	2	3	4	5
Descripción	Híbrido Geo-Solar térmico	solar térmico	solar térmico	solar térmico	solar térmico
Ubicación	Área Norte del campo geotérmico de. Berlín	Área Norte del campo geotérmico de. Berlín	San Miguel	San Miguel	San Miguel
DNI, (Kw-h/m2 al año)	1800	1800	1860	1860	1860
MW <sub>e</sub>	30	30	30	30	30
Tipo de planta	Generación directa de vapor	Generación directa de vapor	Generación directa de vapor	Tecnología HTF, Therminol VP1	Tecnología HTF, Therminol VP1
Almacenamiento de energía	No	No	No	No	Yes
Entrada de agua	Geotérmica	Agua Desmineralizada	Agua Desmineralizada	N/A	N/A
Presión y temperatura de operación de la turbina	35 Bar (a), 130 °C	28 Bar (a), 230 °C	28 Bar (a), 230 °C	100 Bar (a), 370 °C	100 Bar (a), 370 °C
Apertura del campo solar, m <sup>2</sup>	171,070	171,070	171,070	171,070	342,140
Tipo de concentrador	Eurotrough - 100	Eurotrough - 100	Eurotrough - 100	Eurotrough - 100	Eurotrough - 100
Cantidad de concentradores	312	312	312	312	624
Origen de los concentradores	España	España	España	España	España
Tipo de receptor	Schott - Alemania	Schott - Alemania	Schott - Alemania	Schott - Alemania	Schott - Alemania
Área total, hectárea	61	61	61	61	114
Área del campo solar, hectárea	53	53	53	53	106
Factor de capacidad, (%)	20.4	17.9	18.8	16.1	30.9
Producción total anual de energía, GWh	53.7	47.1	49.5	42.2	81.1
Energía anual por unidad de área, GWh/ha al año	1.01	0.89	0.93	0.8	0.77
Inversión inicial, Millones US\$	111	111	111	115	185

**Tabla 15. Alternativas de instalación para una planta solar térmica. (LA GEO).**



**Figura 8 . Mediciones de Potencial radiación solar directa normal.**

Principalmente, hay dos objetivos en el programa de Investigación y Desarrollo:

- Confirmar la posibilidad la construcción local de los colectores solares para reducir el costo de construcción de plantas de energía solar térmica.
- Uno de los propósitos de La Geo es desarrollar capacidades en tecnología solar térmica en los profesionales de la institución y ampliar la generación.

### c) INE

En el caso de INE, (Inversiones Energéticas S.A. de C.V.), ha realizado un estudio de pre factibilidad técnica, financiera y legal para la instalación de una planta solar térmica. Los datos proporcionados por INE son los siguientes:

- Zona Occidental : Sonsonate, Cantón Miravalle.
- Zona Central : San Vicente, Tecoluca, Cantón San Fernando.
- Zona Oriental: Sin datos por deficiente irradiación solar en el sitio seleccionado.

Los datos monitoreados fueron colectados desde septiembre 2010 hasta agosto de 2011. Los datos del DNI promedio diario se detallan a continuación:

Lugar	Miravalle	San Fernando
	kWh/m <sup>2</sup> al día	kWh/m <sup>2</sup> al día
Septiembre	3	2.9
Octubre	5.1	5.4
Noviembre	6.6	6.4
Diciembre	7.7	7.5
Enero	7	7
Febrero	7.3	7.3
Marzo	6.9	6.5
Abril	4	3.1
Mayo	4.7	4
Junio	3.4	3.1
Julio	3.8	n/a
Agosto	n/a	n/a
<b>DNI promedio</b>	<b>5.41</b>	<b>5.32</b>

(Fuente: INE).

**Tabla 16. DNI monitoreado, (INE).** (Fuente: INE).

## 5.2. Sitios Potenciales para el desarrollo solar térmico

Para sistemas solares con concentradores, solo se usa la radiación directa, así que el potencial de disponibilidad de energía es cerca del 70 %, o 3.5 horas solar pico por m<sup>2</sup>. Esto significa un promedio nacional de "Irradiación Normal Directa", (DNI, de sus siglas en inglés), de 3.5 kW-h/m<sup>2</sup> al día. Sin embargo, es necesario monitorear la irradiación solar en los lugares donde se planea la instalación de sistemas con CSP. De acuerdo con los datos monitoreados por La Geo, el DNI promedio en Berlín, en el departamento de Usulután, es tan alto como 5.0 kWh/m<sup>2</sup> al día. Además, basado en los datos monitoreados por INE, el promedio diario DNI en Miravalle (Acajutla) es 5.4kWh/m<sup>2</sup> y en San Fernando (San Vicente) es de 5.3 kWh/m<sup>2</sup>. Por ejemplo, la

apertura del colector puede calcularse como sigue:

DNI (Berlín):	5.0 kWh/m <sup>2</sup>
Eficiencia total del receptor y transferencia de calor:	80%
Eficiencia de Reflección:	80%

Así para un colector solar con 48 m<sup>2</sup> de apertura efectiva, es posible recibir la energía térmica que se indica como sigue.

$$\text{Energía Solar Térmica} = 2 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{m}^2 \times 48\text{m}^2 = 153.6 \text{ kWh}_{\text{th}} \text{ al día.}$$

La potencia promedio de salida puede calcularse basado en la apertura efectiva del colector solar y las horas con sol brillante. La potencia de salida del colector antes mencionado con 6 horas de sol brillante se calcula como sigue:

$$\text{Potencia Térmica (P}_{\text{th}}) = 153.6 \text{ kWh}_{\text{th}} / 6\text{h} = 25.6 \text{ kW}_{\text{th}}$$

La potencia de salida por unidad de área se calcula a continuación:

$$\text{Potencia de salida por área unitaria} = 25.6 \text{ kWh}_{\text{th}} / 48 \text{ m}^2 \div = 0.533 \text{ kW}_{\text{th}}/\text{m}^2$$

Esta cifra deberá ajustarse de acuerdo a las especificaciones técnicas de un sistema colector dado y a las condiciones ambientales de una ubicación dada.

Por ejemplo, en el caso de un conjunto de dos generadores que tienen capacidades de rendimiento similar al de la planta de energía geotérmica de Ahuachapán, las condiciones operativas son las siguientes:

Caudal de vapor de entrada: 144kg/s

Presión de entrada: 4.6 Bar g

Temperatura a la entrada: 154 °C

Entrada de potencia, térmica: 396.5 MW<sub>th</sub> (MW<sub>th</sub>: Unidad de potencia térmica MW)

Potencia de Salida eléctrica: 60 MW<sub>e</sub> (MW<sub>e</sub>: Unidad de potencia eléctrica en MW)

Eficiencia térmica a eléctrica: 15%

Relación potencia-masa: 2.4 (kg/s)/MW<sub>e</sub>

Considerando una eficiencia del 15 % y una potencia de salida de 60 MW<sub>e</sub>, el total de área calculada efectiva de apertura del sistema colector, es:

$$\text{Área del terrero} = 396.5 \text{ MW}_{\text{th}} / (0.533 \text{ kW}_{\text{th}}/\text{m}^2 / 1000) = 743,902\text{m}^2$$

En general, el área del terreno ocupada por la apertura se estima entre 50 al 70 % del total del área de la planta. Considerando el área para la construcción y operación del sistema CSP, el terreno debe tener un área de alrededor de 1 km<sup>2</sup>, según el cálculo siguiente.

$$\text{Área del terreno} = 743,902 \div 70\% = 1,062,717 \text{m}^2$$

### 5.3. Plan maestro.

En este estudio, se requiere elaborar un Plan Maestro para la energía solar térmica entre los años 2012 y 2026. Sin embargo, para los sistemas solares térmicos, solo existen los planes de La Geo y de INE. Por lo tanto, el plan de desarrollo mostrado en la siguiente tabla, se elaboró basado en la información de ambas organizaciones.

Año	Capacidad (MW <sub>e</sub> )	Producción de energía (GWh/al año)
2012 al 2016	60	158*
2017 al 2021	80	210*
2022 al 2026	60	158*

**Tabla 17. Energía Solar Térmica**

\*: Sistema con almacenamiento de energía térmica.

### 5.4. Barreras a superar.

A continuación se mencionan algunos obstáculos para la difusión de la tecnología solar térmica:

#### a) Conocimiento de la tecnología solar térmica.

Es primordial que las personas comprendan el potencial y los beneficios de la tecnología CSP y sus aplicaciones; ya que el potencial de energía solar en El Salvador es alto. Adicionalmente es necesario promover la información de la tecnología solar térmica y conocer el funcionamiento de los sistemas CSP.

#### b) Altos Costos de la inversión inicial.

En general, el costo de inversión inicial para una central solar térmica, es aún alto. La Geo ha estimado un costo global para su proyecto de US \$ 3,700 / kW<sub>e</sub>, sin almacenamiento térmico; y \$6,167/kW<sub>e</sub>, con almacenamiento térmico. En México, el

costo únicamente para el campo solar es US\$1,404 / kW<sub>e</sub>. Este costo se basa según la propuesta presentada por el *Global Environment Facility*, (GEF, por sus siglas en inglés), para el “Proyecto Híbrido Solar Térmico Agua Prieta II”.

De acuerdo al INE, el costo unitario para una planta de 50 MW<sub>e</sub> es de US\$5,000 a US\$6,000/kW<sub>e</sub>, y el costo con almacenamiento térmico es de US\$6,000/kW<sub>e</sub>. Entonces, el costo de una central solar térmica se estima alrededor de US\$300 millones. En el caso de la Universidad Don Bosco, el costo total para el proyecto “Investigación y Desarrollo de la Tecnología Solar Térmica”, que involucró la investigación, desarrollo, diseño, suministro de materiales, mano de obra y la administración del proyecto, fue de US \$207,930. La implementación de este proyecto tomó tres años. No es necesario comparar el costo por kW<sub>e</sub> con otros sistemas, porque no se trata de un prototipo con fines comerciales. Su finalidad fue acumular información técnica y experiencia necesaria para el diseño de los colectores solares concentrados.

### c) Limitación de ingenieros capacitados.

Hay un número limitado de ingenieros e investigadores que se encuentran trabajando la tecnología solar térmica. Las instituciones educativas deberían realizar actividades de capacitación del recurso humano para el diseño, implementación, operación y mantenimiento de plantas solares térmicas. Es necesario establecer las políticas educativas apropiadas para la capacitación. Actualmente, se imparte una Maestría en Gestión de Energías Renovables y un plan piloto para el diseño de un sistema solar térmico en la Universidad Don Bosco.

### d) Producción de energía intermitente.

Para este punto se proponen las siguientes medidas a fin de mitigar estos efectos:

- Incluir sistemas de almacenamiento térmico con una capacidad consistente con los objetivos del proyecto y el costo involucrado.
- Hay una interdependencia estacional entre la generación de energías solar térmica e hidráulica.

### e) Potencia Mínima garantizada para los contratos de Mercado mayorista.

Es impredecible una producción de energía mínima para una central solar térmica, debido a los cambios en el clima. La irradiación solar es una fuente de energía intermitente, y por consiguiente, la energía producida también será intermitente. Por esta razón, en la actualidad, la energía producida en estas plantas, es alimentada en la red de distribución. Los productores de energía interesados en el mercado mayorista, deben garantizar una capacidad firme y su energía asociada. Sin embargo, esto es difícil para una central solar térmica. Con el fin de abordar



este inconveniente, es necesario involucrar a los sectores técnicos y legales de El Salvador para asegurarse que se pueda vender la energía producida en el mercado eléctrico sin afectar la confiabilidad del sistema.

### **5.5 Recomendaciones.**

Las recomendaciones para la introducción de plantas de energía solar térmica se detallan a continuación:

- Realizar estudios de pre factibilidad y factibilidad de centrales solares térmicas en la red.
- Promover con las universidades la implementación de programas de capacitación en la tecnología solar térmica para ingenieros y técnicos, incluyendo asistencia técnica internacional.
- Revisar los reglamentos y normativas técnicas y legales.
- Proveer incentivos para la creación de empresas particularmente las solares térmicas y en energías renovables en general.
- Desarrollar tecnologías locales para permitir la producción de colectores solares térmicos.
- Crear las condiciones favorables para exportar la producción de algunos componentes de tecnología solar térmica.
- Promover la cooperación internacional, entre el gobierno y los fabricantes de la tecnología solar térmica.
- Estudiar la posibilidad de la introducción de sistemas de generación híbridos solar térmico-geotérmico.

## 6. Energía Eólica

En este capítulo se estima la capacidad permisible de energía eólica ha desarrollar en El Salvador. Además, se explican los procedimientos para monitorear el viento y los problemas principales que pueden surgir relacionados con la instalación de las turbinas eólicas. También se explican los aspectos técnicos para la operación y el mantenimiento. Se estudiará en términos generales el cronograma de implementación de los proyectos eólicos en desarrollo en El Salvador.

### 6.1. Mapeo del Potencial de la Energía Eólica

El Mapa descrito en esta sección indica la distribución del potencial eólico en grandes regiones y a tres diferentes alturas sobre el nivel del suelo, 30 m, 50 m y 80 m; con una resolución de 500 m de cuadrícula. Se han utilizado los datos del GIS (*Geographic Information System*, por sus siglas en inglés) y de un modelo meteorológico que analiza parámetros a nivel de todo el planeta.

La clasificación que se observa en el mapa se ha dividido en 7 rangos separados por colores:

0~200, 200~300, 300~400, 400~500, 500~600, 600~800, >800

La base de datos incorporada en el informe resume la información de 12 sitios seleccionados, en donde se detalla lo siguiente:

- Velocidad del viento (m/s) / densidad del viento (W/m<sup>2</sup>)
- Dirección del viento (rosa de vientos de 16 direcciones)
- Parámetros de distribución de Weibull (k, c)

#### 6.1.2. Criterios para elaboración del Mapa con el Potencial Eólico

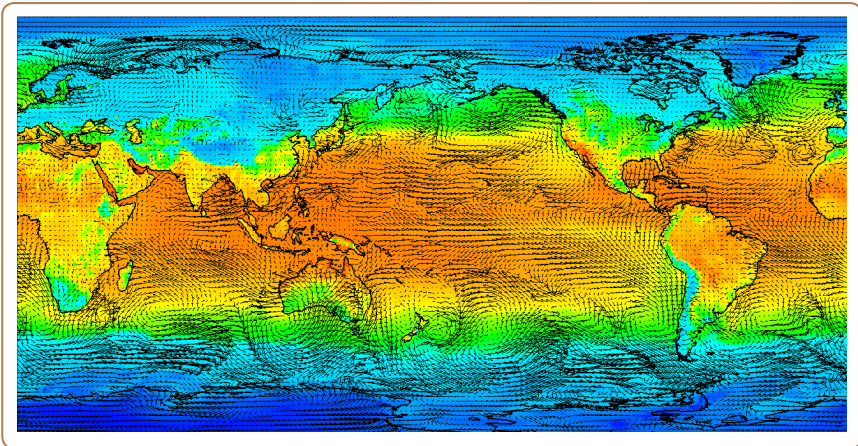
El mapa con el potencial eólico y la base de datos fueron preparados según los criterios siguientes:

- a) Como resultado del análisis de los datos meteorológicos y la influencia del Fenómeno del Niño, se seleccionaron los datos meteorológicos anuales del año 2008.
- b) Las características anuales del viento con una malla de 500 m del año 2008, se calcularon mediante un modelo de simulación numérica.
- c) Basados en estos resultados, se calcularon por métodos estadísticos el potencial de la energía eólica, los valores acumulados y la frecuencia relativa de la velocidad del viento.
- d) Basado en los mapas de potencial eólico, se seleccionaron las áreas de mayor

potencial (10 sitios), considerando las condiciones naturales y sociales de la zona.

En este estudio, el potencial anual de energía eólica se ha simulado sobre la base del modelo Weather Research and Forecasting Model (WRF). El modelo WRF fue desarrollado en el marco de cooperación entre el National Center for Environmental Prediction (NECP, por sus siglas en inglés) y el National Center for Atmospheric Research (NCAR, por sus siglas en inglés), ambos de Estados Unidos.

Según los datos del análisis hecho por el NECP –FNL (Final), se han incluido los valores de la distribución de datos meteorológicos en tres dimensiones. La siguiente figura muestra los datos de viento del FNL y la distribución de la temperatura. Los datos de terreno y uso de la tierra se incluyen en el modelo WRF, que preparó el Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS).



**Figura 9. Mapeo de datos del NECP - FNL (Temperatura y dirección predominante del viento)**

Sobre la base de los resultados de este cálculo de velocidad del viento en una malla de cada 5 kilómetros horizontal del modelo WRF, se han calculado los datos de viento posibles que cubren toda la superficie del país con una malla horizontal 500 m. El modelo MASCON (*Mass Concentration*, por sus siglas en inglés) se usa para corregir la velocidad del viento y los datos topográficos. El Modelo de Evaluación Digital (*DEM*, por sus siglas en inglés) usa una resolución de 500 m, el cual es preparado utilizando una Software Requirements Traceability Matrix (*SRTM*, por sus siglas en inglés) para el nivel de altitud.

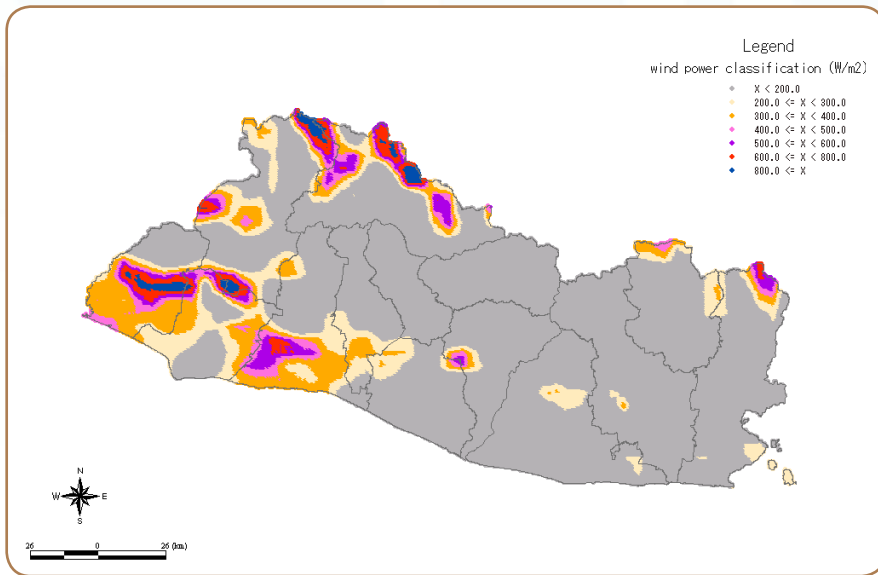
De acuerdo con el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de los Estados

Unidos (**NREL**, por sus siglas en inglés) el área donde la densidad de energía eólica se convierte en más de  $320 \text{ W/m}^2$  a 30 metros sobre el nivel del suelo, y más de  $400 \text{ W/m}^2$  a 50m sobre el nivel del suelo; es suficiente para desarrollar proyectos que utilicen el viento como fuente para producción de energía eléctrica. La siguiente tabla muestra una evaluación estándar del potencial de energía eólica y la velocidad del viento.

Clase	Potencial del recurso	Velocidad del viento (m/s) 30 m altura	Densidad de potencia del viento ( $\text{W/m}^2$ ) 30 m altura	Velocidad del viento (m/s) 50 m altura	Densidad de potencia del viento ( $\text{W/m}^2$ ) 50 m altura
1	Pobre	0.0 - 5.1	0 - 160	0 - 5.6	0 - 200
2	Marginal	5.1 - 5.9	160 - 240	5.6 - 6.4	200 - 300
3	Considerable	5.9 - 6.5	240 - 320	6.4 - 7.0	300 - 400
4	Buena	6.5 - 7.0	320 - 400	7.0 - 7.5	400 - 500
5	-	7.0 - 7.4	400 - 480	7.5 - 8.0	500 - 600
6	-	7.4 - 8.2	480 - 640	8.0 - 8.8	600 - 800
7	-	8.2 - 11.0	640 - 1600	8.8 - 11.9	800 - 2000

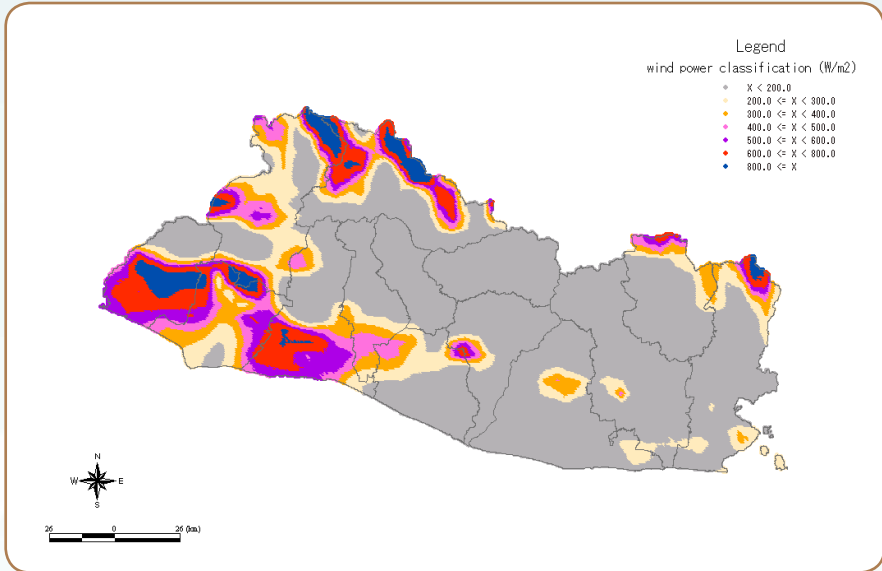
**Tabla 18. Definiciones estándar de clases de viento.** (Fuente: NREL)

Los mapas del potencial eólico en El Salvador, se muestran a continuación.



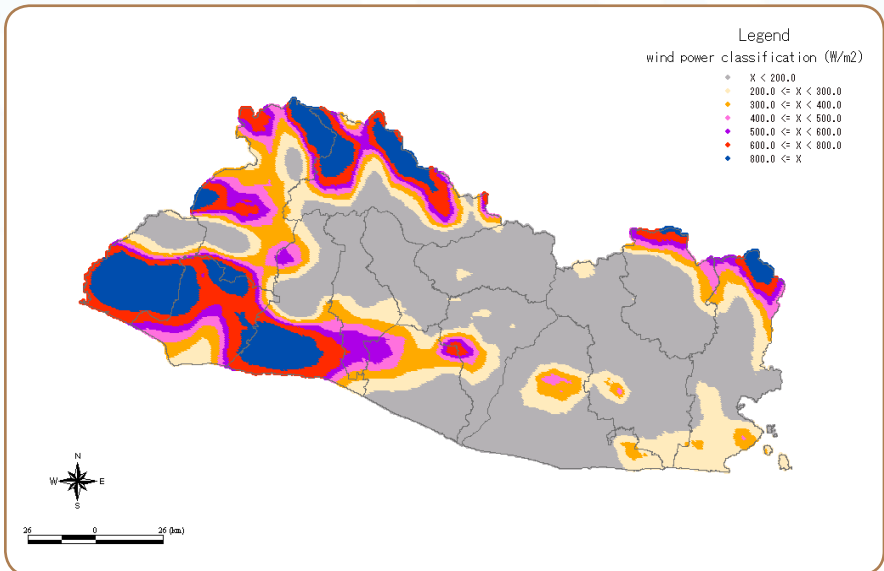
**Tabla 19. Mapa de Potencial Eólico de El Salvador (30 m sobre el nivel del suelo).**

Fuente: Asociación Japonesa del Clima.



**Tabla 20. Mapa de Potencial Eólico de El Salvador (50 m sobre el nivel del suelo).**

Fuente: Asociación Japonesa del Clima.



**Tabla 21. Mapa de Potencial Eólico de El Salvador (80 m sobre el nivel del suelo).**

Fuente: Asociación Japonesa del Clima.

Como resultado del análisis del potencial eólico en El Salvador, se han reconocido las siguientes zonas de gran potencial:

- Área montañosa del suroeste (área al sur de la cordillera en Ahuachapán, Sonsonate y La Libertad).
- Área montañosa al noroeste (cerca de la cordillera en Chalatenango).
- Área montañosa al noreste (cerca de la cordillera hacia la frontera con Honduras y La Unión y Morazán).

### **6.2. Sitios Potenciales para el desarrollo de la Energía Eólica.**

Es necesario identificar aquellos sitios con potencial eólico que además contengan otras características adicionales óptimas para poder desarrollar dicha energía, tomando en cuenta que ya se tiene un mapa del potencial eólico en El Salvador, es fácil identificar áreas potenciales para el monitoreo de los parámetros mas relevantes del viento.

El trabajo de monitoreo del viento se compone de tres pasos:

- Identificación de las áreas potenciales para el desarrollo eólico.
- Inspección y categorización de los sitios candidatos, y
- Seleccionar la ubicación de torres de monitoreo dentro de los sitios candidatos.

Para desarrollar el plan eólico, es necesario preparar la metodología de monitoreo del viento. Los aspectos a considerar en la metodología de monitoreo son los siguientes:

- Definir los Parámetros de Medición
- Tipo de equipo, calidad y costo
- Ubicación y número de estaciones de monitoreo
- Altura para los sensores de medición del viento
- Precisión mínima de medición, duración y recolección de datos
- Muestreo de datos e intervalos de recolección
- Formato para el almacenamiento de datos
- Manejo de datos y procedimientos de operación

- Medidas para el control de calidad
- Formato del reporte de datos

La siguiente tabla muestra los parámetros básicos que se consideran en la evaluación de sitios con potencial eólico:

<b>Parámetros de Medición.</b>	<b>Valores Recolectados</b>
Velocidad del viento (m/s)	Promedio de Desviación Estándar Máximo/Mínimo
Dirección del Viento (grados)	Promedio de Desviación Estándar Máximo Dirección de la Ráfaga
Temperatura (°C)	Promedio Máximo/Mínimo
Velocidad del viento vertical (m/s)	Promedio de Desviación Estándar
Incremento de Temperatura(°C)	Promedio Máximo/Mínimo
Presión Barométrica (hPa)	Promedio Máximo/Mínimo
Radiación Solar ( $W/m^2$ )	Promedio Máximo/Mínimo

**Tabla 22. Parámetros para el monitoreo**

(Fuente: Manual de Evaluación del Recurso Eólico del NREL (National Renewable Energy Laboratory))

Luego del monitoreo se pueden seleccionar áreas con potencial eólico considerando aceptables las zonas donde el viento alcanza los  $700 W/m^2$  a 50 metros sobre el nivel del suelo. A manera de ejemplo se puede tomar como base los datos presentados en el mapa eólico, seleccionando 12 áreas que se muestran en la siguiente figura.

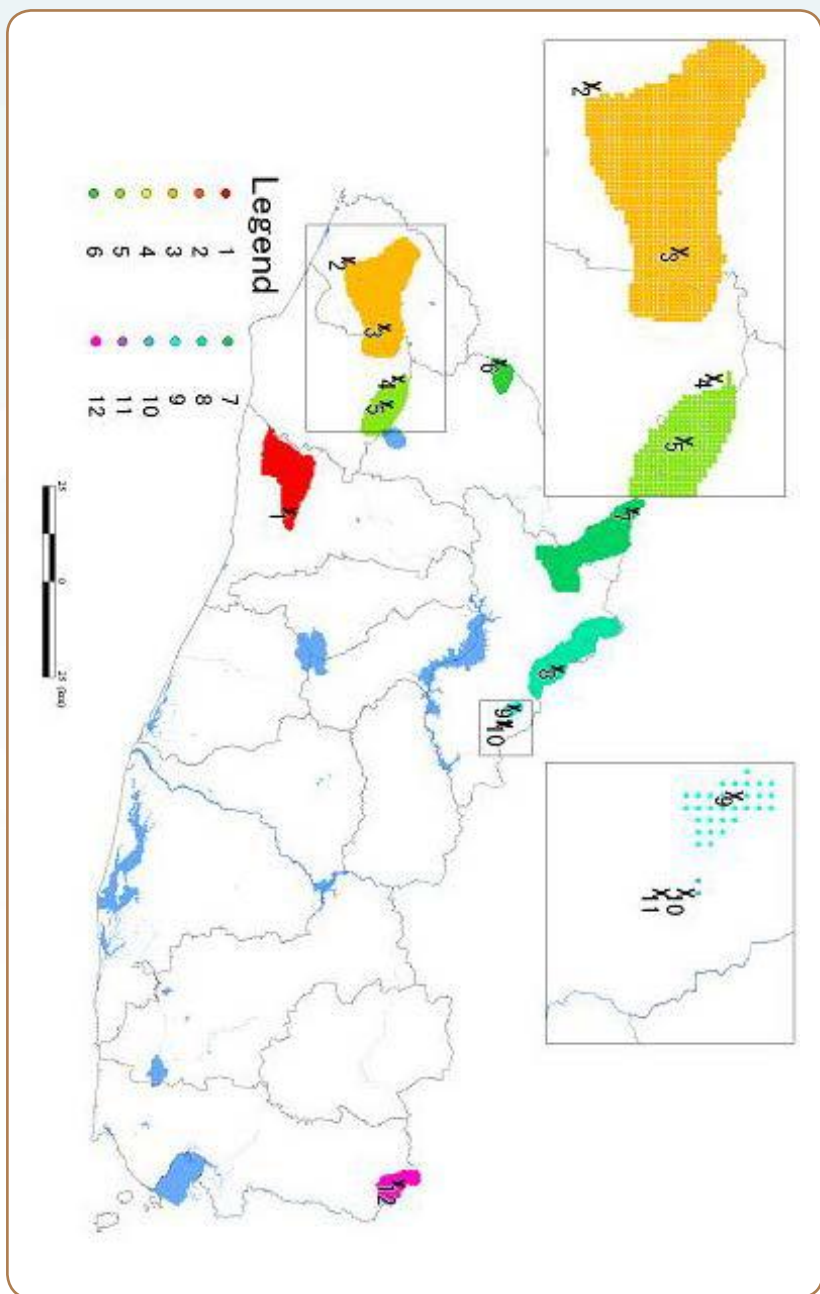


Figura 10 . Sitios con Potencial Eólico. Fuente: Asociación Jaonesa del clima



Punto. (área)	latitud	longitud	altitud	Velocidad media anual del viento(m/s)			Potencial anual del viento (W/m <sup>2</sup> )		
	grados	grados	m	30m	50m	80m	30m	50m	80m
1	13.6181	-89.3773	956	6.50	7.32	7.66	574.0	843.8	1010.2
2	13.7569	-89.9653	224	5.15	5.94	6.62	401.6	703.4	1036.7
3	13.8403	-89.8079	1796	8.20	8.52	8.69	1072.2	1231.2	1348.9
4	13.8727	-89.6875	1925	6.61	7.42	7.94	485.1	707.0	899.1
5	13.8449	-89.6273	2096	8.19	8.48	8.55	1100.8	1237.1	1281.8
6	14.1134	-89.7245	1318	8.22	8.87	9.33	806.0	1013.6	1193.8
7	14.4236	-89.3773	2214	8.61	8.95	9.08	1183.2	1363.3	1460.1
8	14.2477	-89.0069	1266	7.26	7.81	7.96	1029.6	1287.6	1402.6
9	14.1458	-88.9144	1447	5.82	6.26	6.44	589.5	749.0	849.5
10	14.1273	-88.8773	1178	5.96	6.30	6.47	591.6	708.8	794.9
11	14.1181	-88.8773	1101	5.94	6.30	6.46	576.9	700.9	782.6
12	13.8727	-87.7986	1001	6.75	7.56	7.98	636.4	911.5	1103.1

(Fuente: Asociación Japonesa del Clima)

**Tabla 23. Datos eólicos de los sitios (velocidad y potencial del viento)**

### 6.2.1. Consideración de las Condiciones Naturales y Sociales

Es necesario tomar en cuenta las características del viento y las características del entorno de instalación para conseguir maximizar el efecto en la introducción de la energía eólica en un sitio.

	Tema	
Condición Natural	Condición del Viento (velocidad / dirección)	Un sitio donde la velocidad media anual del viento exceda los 5-6m /s a 30 metros sobre el nivel del suelo, es adecuado para el proyecto eólico. Una consideración adicional es necesaria para la zona donde los huracanes inciden con frecuencia.
	Flujo de viento	Es necesario realizar estudios adicionales donde el flujo turbulento causado por la complejidad del terreno es muy fuerte. Para la instalación de varias turbinas de viento, es necesario considerar el efecto de “estela de viento”, y la interferencia entre si.
	Rayos	Los rayos producen una gran cantidad de energía durante su descarga. Es necesario considerarlas contramedidas adecuadas en las áreas defrecuente ocurrencia.
	Daño provocado por el agua salada	Es necesario tomar medidas de mitigación por los daños provocados por el agua salada a las estructuras, cerca de las áreas costeras.
	Polvo (flujo de arena )	Es necesario tomar medidas de mitigación por los daños provocados por el polvo o el flujo de arena, cerca de las áreas costeras
	Geología / Pendiente	Es necesario tomar en cuenta la pendiente del terreno y otras características topográficas.
Condición Social	Áreas Prohibidas	Es necesario considerar las áreas prohibidas, tales como parques naturales y áreas de protección natural.
	Uso de la Tierra	Es necesario considerar las políticas actuales de uso de la tierra.
	Líneas de Transmisión / Distribución, Transformadores	Es necesario considerar la ubicación de las líneas de transmisión, líneas de distribución y los transformadores.
	Carreteras, Puentes y Puertos	Es necesario considerar el estado de las carreteras, tal como el ancho y las curvas para el transporte de materiales, las turbinas de viento y demás equipo. Es necesario prestar atención especial a los materiales a transportar por las restricciones de espacio que los puentes y los puertos puedan tener.
	Ruido	Es necesario prestar atención a la distancia entre las viviendas más cercanas.
	Radiación Electromagnética	Es necesario prestar atención a la distancia y dirección de los radioayudas para minimizar la interferencia.
	Bio ecología	Es necesario considerar el efecto en las plantas y animales.
Paisaje	Es necesario prestar atención a la influencia en el paisaje.	

(Fuente : Preparado por el Equipo de Estudio JICA basado en información de "Guidebook for Wind Power Introduction / NEDO))

**Tabla 24. Lista de temas a considerar**

### 6.3. Situación Actual de la Energía Eólica.

Los proyectos de energía eólica se muestran en la Tabla 25, a una velocidad promedio anual del viento a 60 metros sobre el nivel del suelo y la capacidad planificada dentro del plan de desarrollo de CEL.

	Velocidad promedio anual del viento a 60 m sobre el nivel del suelo (m/s)	Capacidad (MW)
Metapán	6.43	42
San Julián	5.38	30

**Tabla 25. Parques eólicos candidatos de CEL**

### 6.4. Plan Maestro

Para este estudio, se requiere de un Plan Maestro para desarrollar la energía eólica entre los años 2012 y 2026. Sin embargo, actualmente hay solo un plan de desarrollo realizado por la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL). El plan de desarrollo mostrado en la siguiente tabla, se elaboró para su implementación entre los años 2012 y 2026.

Año	Potencia (MW)	Producción de Energía (GWh/año)
2012 hasta 2016	10	21.9
2017 hasta 2021	20	43.8
2022 hasta 2026	30	65.7

**Tabla 26. Plan Maestro de desarrollo para la Energía Eólica.**

#### 6.4.1. Recomendaciones

1. Instalación de sistemas de monitoreo de viento: Es necesaria la instalación de torres eólicas para monitorear las características del viento en los sitios de potencial eólico.
2. Análisis de datos y las características del viento: Es necesario analizar los datos monitoreados, y para seleccionar el área adecuada para la introducción del sistema de generación eólica.
3. Establecer la observación y análisis del sistema: Es necesario establecer un sistema para la instalación de la torre de monitoreo, recopilación de datos, análisis y evaluación, para llevar a cabo el monitoreo del viento.

## 7. Geotermia

Actualmente, LaGeo es la única empresa dedicada a la explotación de la energía geotérmica en El Salvador.

### 7.1. Situación Actual de la Energía Geotérmica

Actualmente, La Geo es la única entidad dedicada al desarrollo de energía geotérmica en El Salvador. En la Tabla 27 se muestra el plan existente para aumentar la generación eléctrica geotérmica.

Ubicación	Plan	Adición (MW)	Factibilidad	Programación (año)
Ahuachapán	Modificación de la unidad-2	5-9	A	2015
Berlín	Expansión de la unidad-5	25-30	A	2017
Chinameca	Nuevo desarrollo	30-50	B	2017
San Vicente	Nuevo desarrollo	10	C	N/A
-	Total (todos)	70-99	-	-
-	Total (para el 2017)	60-89	-	-

(Factibilidad) A: Probada (Definitiva), B: Probable, C: Posible (Fuente: LaGeo)

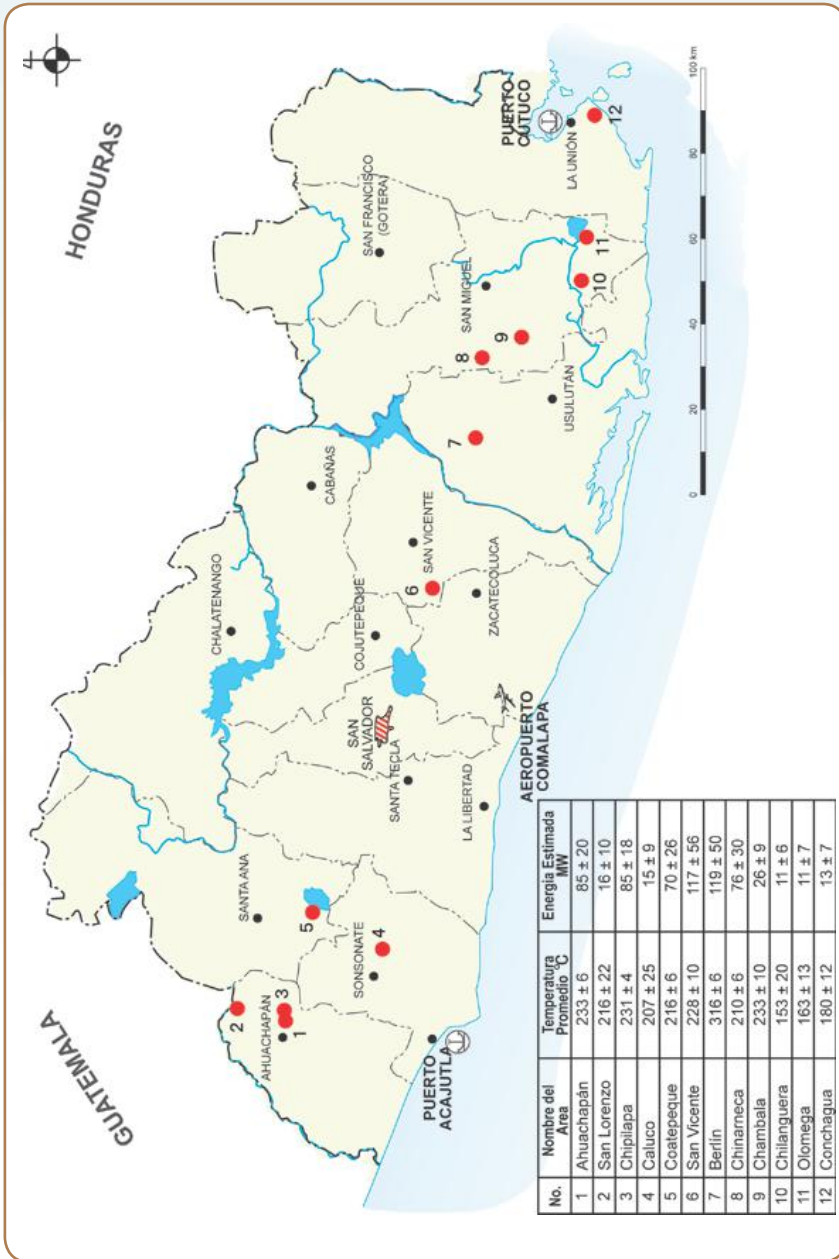
**Tabla 27.** Plan de proyectos nuevos, expansión y modificación de La Geo.

### 7.2. Sitios Potenciales para el desarrollo de la Energía Geotérmica.

Se estima actualmente, que el nivel máximo de potencial de generación de energía geotérmica en El Salvador, es de 300 MW a 400 MW. Al igual que otros recursos naturales subterráneos, es necesario conocer el desarrollo y los avances de los recursos geotérmicos así como los adelantos en la exploración y su desarrollo. Solo entonces, existirá la posibilidad de que el nivel de desarrollo de energía asociado con el conocimiento, mejore. Por lo tanto, todos los planes y proyecciones relacionados con el desarrollo de la energía geotérmica, deben ser revisados de acuerdo con el avance en la exploración y desarrollo geotérmico en El Salvador.

En la siguiente figura se muestran la ubicación de 12 áreas con recursos geotérmicos de alta entalpía en El Salvador. Los valores de potencia estimada son calculados por medio del método USGS (United States Geological Survey) (por ejemplo Muffer y Cataldi, 1978).

En la Tabla 28 y Tabla 29, los valores del potencial geotérmico se estiman como una capacidad o potencia de generación que puede llevarse a cabo a lo largo de 25 años. Los valores de los potenciales geotérmicos mostrados fueron estimados en 1988 por Campos (1988); aun así, estos mismos valores se emplearon en el último informe presentado en el Central American Geothermal. Los potenciales geotérmicos mostrados en las tablas anteriores son de 644 MW y 147 MW, respectivamente,



**Figura 11. Ubicación de 12 áreas con recursos geotérmicos de alta entalpía en El Salvador.**  
 Fuente: Situación Actual y Desarrollo de los Recursos Geotérmicos en Centroamérica (2009).

resultando 791 MW en total. Si la capacidad instalada de generación eléctrica geotérmica en El Salvador es de 204.4 MW, la proporción de la capacidad instalada con respecto al potencial geotérmico se puede aproximar a un 25.8%.

N°	Área	Ubicación Geográfica	Temperatura promedio Reservorio (°C)	Volumen Promedio Reservorio (km³)	Energía Eléctrica Estimada (Potencial Geotérmico) (MWe 25 años)
1	Ahuachapán	Ahuachapán	233±6	10±2	85±20
2	San Lorenzo	Ahuachapán	216±22	2±1	16±10
3	Chipilapa	Ahuachapán	231±4	10±2	85±18
4	Caluco	Sonsonate	207±25	2±1	15±9
5	Coatepeque	Santa Ana	216±6	9±3	70±26
6	San Vicente	San Vicente	228±10	14±6	117±56
7	Berlín	Usulután	316±6	10±4	119±50
8	Chinameca	San Miguel	210±6	10±4	76±30
9	Chambala	San Miguel	233±10	3±1	26±9
10	Chilanguera	San Miguel	153±20	2±1	11±6
11	Olmega	San Miguel	163±13	2±1	11±7
12	Conchagua	La Unión	180±12	2±1	13±7
TOTALES					644±248
RANGO					396 - 892

**Tabla 28. Inventario de recursos geotérmicos de alta entalpía en El Salvador (Campos, 1988).** (Fuente: Campos, T. (1988) Geothermal resources of El Salvador, Preliminary assessment. Geothermics, Vol.17, p.319-332.)

Existe la posibilidad de generar energía eléctrica a partir de un sistema de ciclo binario a pequeña escala, utilizando el agua caliente de los campos geotérmicos de baja entalpía que se muestran en la siguiente tabla.

N°	Área	Ubicación Geográfica	Temperatura promedio Reservorio (°C)	Volumen Promedio Reservorio (km³)	Energía Eléctrica Estimada (Potencial Geotérmico) (MWe 25 años)
1	Toles	Ahuachapán	126±6	3±1	13
2	Gúija	Santa Ana	119±9	2±1	8
3	Los apoyos	Santa Ana	133±7	2±1	9
4	Agua Caliente	Chalatenango	123±7	2±1	9
5	El Paraiso	Chalatenango	133±7	2±1	9
6	Nombre de Jesús	Chalatenango	151±8	3±1	16
7	Tihuapa	La Libertad	128±11	2±1	9
8	El Salitral	La Paz	123±10	2±1	8
9	Obrajuelo	San Vicente	133±14	2±1	9
10	Carolina	San Miguel	141±11	3±1	15
11	Santa Rosa	La Unión	126±12	8±1	34
12	El Sauce	La Unión	118±12	2±1	8
TOTALES					147

**Tabla 29. Inventario de recursos geotérmicos de moderada-baja entalpía en El Salvador (Campos, 1988).** (Fuente: Campos, T. (1988) Geothermal resources of El Salvador, Preliminary assessment. Geothermics, Vol.17, p.319-332.)

### 7.3. Programa general de Desarrollo y Costo

En la Tabla 30 se muestra un programa general de desarrollo y costo estimado de un nuevo proyecto de energía geotérmica de 30 MW, elaborado por La Geo. Como se observa en la tabla, este proyecto requiere aproximadamente unos ocho años para su implementación, incluyendo los procedimientos para las autorizaciones; cuyo costo pudiera estar entre US\$150 y 200 millones.

### 7.4. Barreras en la Implementación

Basándose en la información suministrada por La Geo, las siguientes barreras son los obstáculos principales que se presentan en el desarrollo de proyectos que utilizan recursos geotérmicos para la generación de energía :

- 1) Una gran cantidad de procedimientos jurídicos y administrativos, y el período de tiempo que conlleva completarlas.
- 2) La compra de terrenos a veces no es fácil y toma mucho tiempo.
- 3) La presencia de una gran cantidad de habitantes en áreas de exploración debido a la alta densidad de población del país. Por esta razón, a veces toma mucho tiempo llegar a un acuerdo con ellos respecto a la exploración y el desarrollo geotérmico.
- 4) A veces no existe disponibilidad de agua para la perforación de pozos.
- 5) La tasa de éxito de los pozos de exploración en nuevos campos geotérmicos es de alrededor del 25%.

Con respecto al punto 1), en la actualidad se necesitan aproximadamente dos años para completar todos los trámites necesarios y obtener una concesión para el desarrollo de energía geotérmica en un campo nuevo geotérmico, incluyendo seis meses de EIA (Evaluación de Impacto Ambiental). La Geo está dispuesta a contribuir en la tarea de satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica mediante la utilización eficaz de la energía geotérmica. Para ello, esperan la simplificación y la reducción del tiempo total de todos los períodos de permiso, por ejemplo, por medio de la paralelización de procesos.

En la actualidad, el desarrollo geotérmico en un campo nuevo tarda de 6 a 7 años después de obtenida la concesión. Dentro de este período, los últimos dos años se utilizan para la construcción de la central eléctrica. Por lo tanto, LaGeo piensa que el período de tiempo para obtener la concesión es una barrera tomando en cuenta el tiempo total necesario para el desarrollo del recurso.





## 8. Biomasa

En este capítulo, se explicará el sistema de generación de energía a partir de la biomasa en pequeña escala, un sistema de gasificación de biomasa y un generador micro binario, el cual funciona con los recursos naturales de la biomasa y el calor solar.

### 8.1. Situación Actual del uso de la biomasa en Ingenios Azucareros

En la siguiente tabla se muestra el plan de desarrollo tanto del Ingenio El Ángel como del Ingenio La Cabaña. Adicionalmente se ha tomado en cuenta los planes de CASSA para desarrollar un sistema adicional de generación de energía eléctrica entre 30 MW y 20 MW en el Ingenio Chaparrastique antes de la temporada de cosecha 2013- 2014.

Descripción	La Cabaña	El Ángel	CASSA
Capacidad instalada adicional (MW)	15	25	De 20 a 30
Año de construcción	2015	Dic. 2011	2013

**Tabla 31. Planes de proyectos futuros de los Ingenios Azucareros**

### 8.2. Consideraciones para la introducción de la tecnología de la biomasa

Los potenciales de la biomasa han sido estudiados y los resultados se resumen a continuación.

- a) **Caña de Azúcar:** Hay tres ingenios azucareros con 4 plantas generadoras de biomasa en el país. Para diciembre del 2011, la potencia total instalada es de 109.5 MW. Hay planes para desarrollar un sistema de generación adicional de 45 MW de capacidad.
- b) **Café:** Actualmente la cáscara del café está siendo utilizada como combustible de calderas en algunos beneficios. La capacidad estimada de generación usando la cáscara de café es de 0.6 MW en el país. Actualmente no existe disponibilidad de cascarilla de café para generación de energía eléctrica; ya que toda se consume en el proceso de producción de vapor en el beneficio. Incorporar como recomendación la posibilidad de utilizar las aguas mieles y la pulpa de café para producir gas y generar energía de pequeña escala.

- c) **Arroz:** La capacidad estimada de generación usando la cáscara de arroz es tan pequeña como 0.95 MW en el país.

### **8.3. Recomendaciones para un futuro desarrollo**

#### **a) Actualizando los datos de biomasa**

Es necesario actualizar los datos de los recursos de la biomasa en el país. La información tiene que estar disponible para las personas o instituciones interesadas.

#### **b) Marco Cooperativo**

Dado que los recursos de la biomasa, tales como la cáscara de café o del arroz son limitados en cada fábrica, se recomienda un marco cooperativo regional que incluya a varias fábricas.

#### **c) Desarrollo del recurso humano**

Hay posibilidad de introducir el uso de pequeñas centrales generadoras en sitios con pequeño potencial de biomasa. Algunos sistemas de generación en pequeña escala, tales como la gasificación de la biomasa, pueden fabricarse en el país. En tal caso, es importante transferir localmente esa clase de tecnología.

## 9. Biogás

La utilización de biogás para motores de combustión interna (motores de gas) es una tecnología fiable y bien establecida. Miles de motores operan con biogás producido en plantas de tratamiento de aguas residuales, rellenos sanitarios e instalaciones de biogás. Los tamaños de los motores están en un rango desde varios kWe en pequeñas granjas hasta varios MWe en grandes rellenos sanitarios. Un motor diesel puede ser convertido en un motor de gas por ignición de bujías, o en un motor de combustión dual con aproximadamente el 8 y el 10% del diesel inyectado por ignición. Ambos tipos de motores son los más usados. Los últimos diseños de estos motores registran una eficiencia en la conversión de energía de hasta un 41%.

### 9.1. Operación

Para la operación de una planta de biogás, el pH y la temperatura se usan como indicadores.

**Valor del pH:** La producción óptima del biogás se alcanza cuando el valor del pH en la mezcla del digestor se encuentra entre 6 y 7. El pH en el digestor de biogás está en función del tiempo de retención. En los periodos iniciales de fermentación, grandes cantidades de ácido orgánico son producidos por la acción bacteriana.

El pH dentro del digestor puede decrecer hasta debajo de 5. Esto inhibe o incluso detiene la digestión o el proceso de fermentación. Cuando el nivel de producción de metano se estabiliza, el rango de pH se mantiene amortiguado entre 7.2 y 8.2.

**Temperatura:** Los organismos de la metalogénesis están inactivos en temperaturas extremadamente altas o bajas. La temperatura óptima es 35° C. Cuando la temperatura ambiente baja de 10° C, la producción de gas virtualmente se detiene. La producción satisfactoria de gas toma lugar en el rango mesofílico, entre 25 a 30° C. Un aislamiento apropiado del digestor ayuda a incrementar la producción de gas durante la época fría.

#### 9.1.1. Componentes químicos del Biogás.

Los componentes típicos del biogás, gas del relleno sanitario y gas natural, se indican en la Tabla 32. La principal diferencia en la composición del biogás y el gas natural, está relacionado con el contenido del dióxido de carbono. El dióxido de carbono es uno de los principales componentes del biogás, mientras que el gas natural contiene muy bajas concentraciones de este. Por otro parte, el gas natural contiene niveles más altos de hidrocarburos que el metano. Estas diferencias resultan en un menor contenido energético del biogás por unidad de volumen en

comparación con el gas natural. Típicamente el poder calorífico del biogás es tan bajo como 6.6 (kWh/Nm<sup>3</sup>) comparado con el gas natural (Danés) el cual es de 11.0 (kWh/Nm<sup>3</sup>).

	Biogás	Gas de relleno sanitario	Gas Natural (Danés)*	Gas Natural (Aleman)
Metano (CH <sub>4</sub> ) (vol.-%)	60–70	35–65	89	81
Otros hidrocarburos (vol.-%)	0	0	9.4	35
Hidrógeno (H <sub>2</sub> ) (vol.-%)	0	0-3	0	–
Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> ) (vol.-%)	30–40	15–50	0.67	1
Nitrógeno (N <sub>2</sub> ) (vol.-%)	~0.2	5–40	0.28	14
Oxígeno (O <sub>2</sub> ) (vol.-%)	0	0-5	0	0
Dióxido de azufre (H <sub>2</sub> S) (ppm)	0–4000	0–100	2.9	–
Amonio (NH <sub>3</sub> ) (ppm)	~100	~5	0	–
Mínimo poder calorífico (kWh/Nm <sup>3</sup> )	6.5	4.4	11.0	8.8

**Tabla 32. Componentes típicos del Biogás**

(Fuente: Agencia Internacional de Energía)

### 9.1.2. Costos de un Sistema Biodigestor

La UCA (Universidad Centroamericana “José Simeón Cañas”) condujo una investigación para el Análisis económico de un sistema de biogás en El Salvador. Este biodigestor fue instalado en Miravalle, El Porvenir, Municipio del Departamento de Santa Ana. Los siguientes aspectos fueron tomados en cuenta para el análisis.

- La inversión inicial fue realizada a principios del 2010 (Enero 2010).
- El ciclo de vida del proyecto es de 20 años. Sin reemplazo de equipo.
- La tasa de descuento es 7.3%.
- Los préstamos para la inversión inicial tienen 0% de interés.
- El Ingreso proyectado y los gastos son valores contantes.
- La depreciación es lineal.

El costo de la construcción ha sido proporcionado por el fabricante de un biodigestor. Los costos de construcción y equipamiento del biodigestor y del sistema de generación eléctrica están mostrados en la siguiente tabla:

<b>OBRA CIVIL: CONSTRUCCION</b>		
Diseño		--
Estanque de mezcla/ cerco perimetral		--
Canales		--
Cuarto de maquinas		--
Mejoramiento (repello, para sellado hermético)		--
Mano de obra		--
Otros		--
	<b>SUB-TOTAL</b>	<b>US\$26,668.33</b>
<b>CUARTO DE MAQUINAS: EQUIPO</b>		
Compra del generador (15kW)		\$10,000.00
Gastos de importación		\$1,500.00
Otros		\$1,490.33
	<b>SUB-TOTAL</b>	<b>US\$12,990.33</b>
<b>ACCESORIOS</b>		
Medidores de gas		\$57.00
Red de Tuberías		\$20.00
Bombas y filtros (2 unidades)		\$1,200.00
Equipo de medición		\$30.00
Instalación de otros accesorios		\$10.00
	<b>SUB-TOTAL</b>	<b>US\$1,317.00</b>
<b>HERRAMIENTAS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO</b>		
Herramientas de operación		\$10.00
Herramientas de mantenimiento		\$10.00
	<b>SUB TOTAL</b>	<b>\$20.00</b>
Gastos administrativos menores		\$5.00
	<b>SUB-TOTAL</b>	<b>\$5.00</b>
	<b>TOTAL</b>	<b>US\$41,000.66</b>

**Tabla 33. Costo Inicial de construcción en Miravalle**  
(Fuente: Aprovechamiento Energético del Biogas En El Salvador, UCA)

El costo mensual estimado para operar el digester del biogás se muestra en la tabla siguiente. El salario del personal no está incluido porque los operarios a cargo son los mismos empleados de la Granja Miravalle y perciben un salario por sus actividades en la granja. El consumo de agua tampoco está incluido en la estimación, porque en la operación de la planta no se utiliza el agua proveniente del servicio municipal, en su lugar se utiliza agua reciclada.

### Operación

Personal Operativo	No incluido
Consumo de agua/mensual	No incluido
Compra de suministros varios (Guantes, mascarillas)	US\$15.00
Análisis mensual	US\$25.00
Gastos administrativos menores	US\$5.00
TOTAL	US\$45.00

### Mantenimiento

Personal administrativo	No incluido
Compra de repuestos (para la planta)	US\$5.00
Mantenimiento del equipo de medición (Preventivo).	US\$5.00
Mantenimiento del generador (Preventivo).	US\$10.00
Mantenimiento de la bomba (Preventivo).	US\$10.00
Mantenimiento general de la planta (Preventivo y correctivo).	US\$5.00
Mantenimiento de otras áreas y equipos	US\$5.00
Fondo de emergencia para mantenimiento correctivo	US\$10.00
Costos administrativos menores	US\$5.00
TOTAL	US\$55.00

**Tabla 34. Costo Mensual**

(Fuente: Aprovechamiento Energetico del Biogas en El Salvador, UCA).

## 9.2. Situación Actual del uso del biogás en rellenos sanitarios

Para desarrollar centrales eléctricas de biogás en rellenos sanitarios, será necesario un estudio mas detallado a partir del "Programa Nacional para el manejo integral de los desechos sólidos" del MARN, el cual muestra el plan de desarrollo y la expansión de rellenos sanitarios en el país.

En base a la información proporcionada en la central eléctrica del relleno sanitario de Nejapa, el monto disponible de energía de los desechos sólidos es de 10MW. Por lo tanto, la producción de energía eléctrica puede ser estimada de la siguiente forma:

$$10 \text{ (MW)} \div 2000 \text{ (ton/día)} = 5.0 \text{ (kW/ton)}$$

Basado en la tasa de producción de energía, los potenciales de capacidad han sido estimados como se muestra a continuación.

En la planta de generación de biogás del relleno sanitario de Nejapa, existe un plan para incrementar la capacidad de 6 hasta 10 MW dependiendo de los recursos financieros con los que se disponga en el futuro. La máxima capacidad estima es de 25 MW.

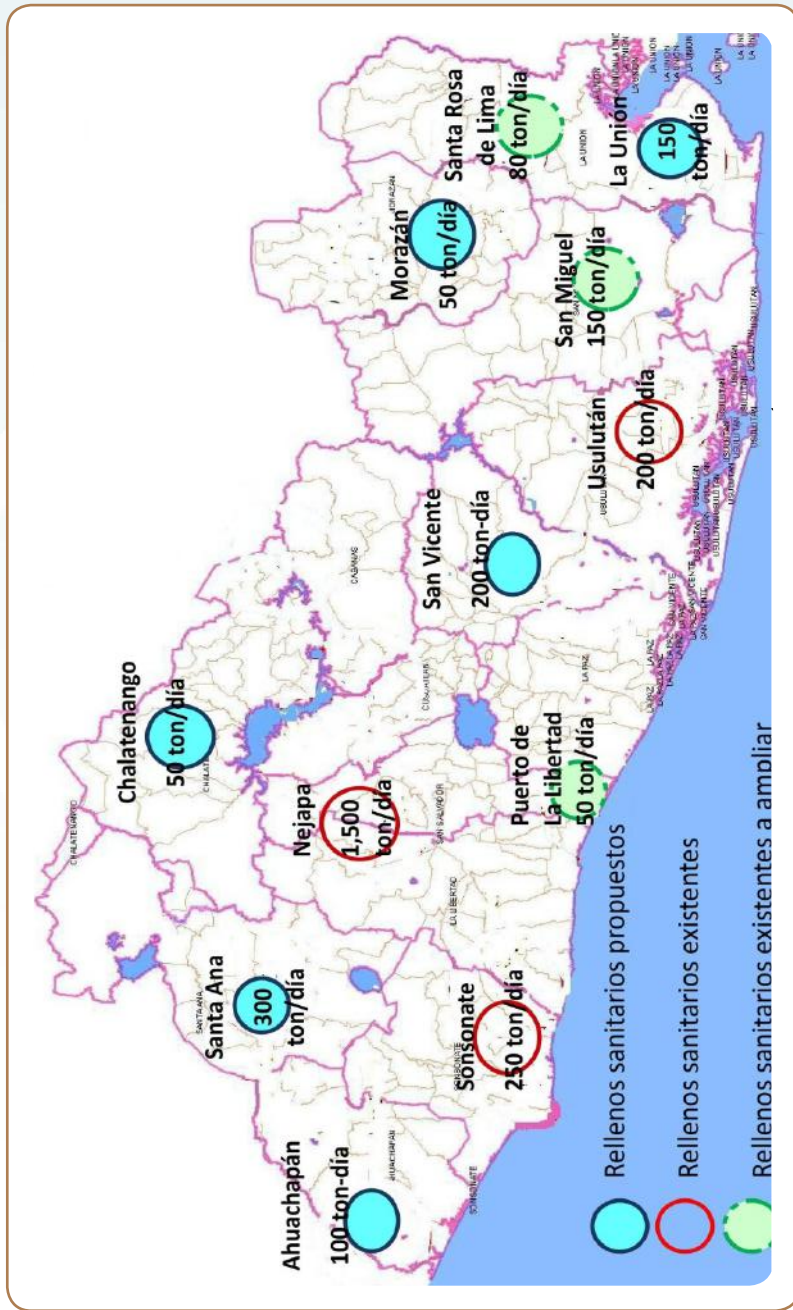


Figura 12. Plan de desarrollo y expansión de rellenos sanitarios  
Fuente: "Programa Nacional Para el Manejo Integral de los Desechos Sólidos; MARN".

	Ubicación de Rellenos sanitarios	ton/día	MW
Relleno sanitario propuesto	Ahuachapán	100	0.5
	Santa Ana	300	1.5
	Chalatenango	50	0.3
	San Vicente	200	1.0
	Morazán	50	0.3
	La Union	150	0.8
Rellenos sanitarios existentes	Sonsonate	250	1.3
	Usulután	200	1.0
Expansión de rellenos sanitarios existentes	Puerto de La Libertad	50	0.3
	San Miguel	150	0.8
	Santa Rosa de Lima	80	0.4
TOTAL		1580	7.9

**Tabla 35. Potenciales de Generación Eléctrica en Rellenos Sanitarios (Excluyendo Nejapa).** Estimaciones del potencial de las centrales eléctricas de biogás en relleno sanitario, basado en el "Programa nacional de manejo integral de desechos sólidos en El Salvador".

Plan a Corto plazo	10	MW
Plan a Largo plazo	25	MW

**Tabla 36. Plan de desarrollo futuro de AES Nejapa para generación de Biogás**

### 9.3. Consideraciones para la introducción de la Tecnología de Biogás

- a. Relleno Sanitario: En Nejapa, existe un relleno sanitario con sistema de generación de energía de biogás, con una capacidad instalada de 6.3 MW. Existe en la actualidad el potencial para incrementar su capacidad hasta 10 MW y hasta 25 MW en el futuro. La capacidad total de desarrollo es de alrededor de 7.9 MW, excluyendo Nejapa.
- b. Desechos animales: La capacidad estimada de producción de energía usando estiércol de ganado es de alrededor de 84MW en total. En el caso de los desechos de cerdo se estima un aproximado de 2.4 MW y de los desechos de aves de corral se estima de alrededor de 96 MW.
- c. Desechos industriales: Existen algunas industrias que están usando sus desechos



para la generación de biogás, tales como los beneficios de café y las cervecerías. Las condiciones actuales del uso del biogás a partir de los recursos en estas industrias fueron estudiadas.

- d. Aguas residuales: Existen 66 plantas de tratamiento administradas por ANDA (Administración Nacional de Acueductos y Alcantarillados). La producción de biogás a partir de las aguas residuales es analizada.
- e. Introducción de la tecnología: Los Sistemas de generación eléctrica en pequeña escala han sido introducidos debido a que los recursos de biogás son limitados y están distribuidos por todo el país. En este reporte se explican, los digestores de biogás en pequeña escala, el biogás a partir de aguas residuales y la generación eléctrica a partir de desechos sólidos.

#### **9.4. Recomendaciones para el desarrollo futuro**

##### **a. Actualización de datos de biogás.**

Es necesario actualizar la información sobre los recursos del biogás en el país. La información tiene que estar disponible para personas e instituciones interesadas.

##### **b. Marco de cooperación**

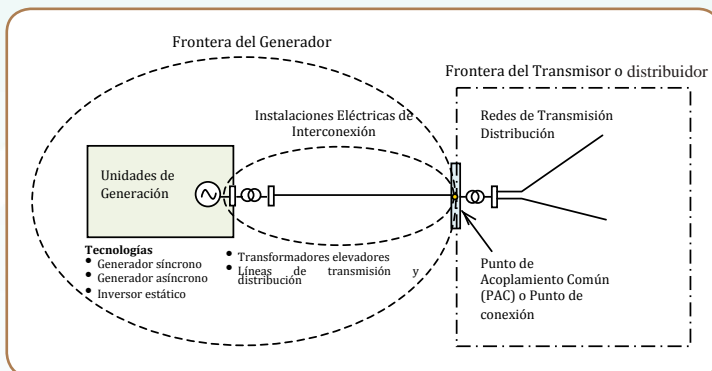
Es necesario promover el desarrollo de capacidades en instituciones como ANDA (Administración Nacional de Acueductos y Alcantarillados) para incentivar la producción de biogás a partir de aguas residuales. Además, es necesario proveer la información técnica disponible para otras instituciones públicas o privadas interesadas en esta tecnología.

##### **c. Desarrollo del recurso humano**

Existe la posibilidad de introducir sistemas de generación eléctrica en pequeña escala a partir de biogás con los residuos animales en las granjas de Ganado vacuno, porcino y aves de corral. Los Digestores de biogás en pequeña escala ya han sido introducidos en El Salvador. La configuración del sistema de biogás es simple y por lo tanto puede ser fabricado en el país. Es importante la transferencia de tecnología para el diseño, la construcción y la operación de los sistemas de generación de energía a partir de biogás como recurso.

## 10. Redes de Transmisión y Distribución

En general, los proyectos de generación a base de energías renovables se conectan a las redes de transmisión y distribución a través de punto de acoplamiento común (PAC). En la siguiente figura se observa los componentes principales de una conexión eléctrica de los proyectos de generación de energías renovables.



**Figura 13. Relación entre el transmisor-distribuidor y el generador.**

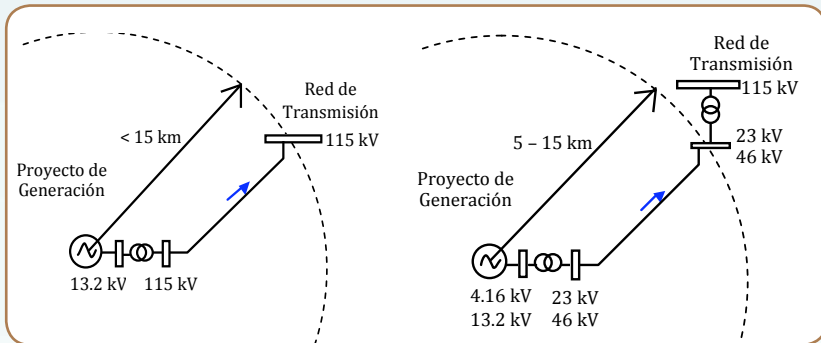
La demarcación del área correspondiente al generador, transmisor y distribuidor se muestra en la figura anterior. En el caso de la conexión a la red de transmisión, el generador pide al transmisor que realice las labores de mantenimiento de esas instalaciones. En el caso de la conexión a las redes de distribución el generador podría asumir las labores de mantenimiento. En los sistemas de transmisión y distribución, el generador es propietario de las instalaciones eléctricas de interconexión.

### 10.1. Generador conectado a la Red de Transmisión

Existe solo una empresa de transmisión llamada ETESAL, quien está encargada de la red de transmisión. Los generadores se interconectan a la red de transmisión a partir los siguientes dos casos:

Caso I: Generador conectado en 115 kV.

Caso II: Generador conectado a una subestación de transmisión en 23 kV o 46 kV.



**Figura 14. Generador interconectado a la Red de Transmisión**

Muestra las características técnicas de la interconexión de un generador a la red de transmisión.

El Caso I corresponde a grandes proyectos de generación, mayores a 20 MW aproximadamente, ejecutados por la compañía hidroeléctrica CEL, compañía geotérmica La Geo y las compañías térmicas Duke Energy, Nejapa Power e INE. Solamente los proyectos de La Geo y CEL pueden considerarse basados en recursos renovables, pero en el caso de la CEL estos proyectos no son considerados pequeñas centrales hidroeléctricas (hasta 20 MW). Los proyectos se ejecutan estableciendo que la subestación de transmisión 115 kV debe estar cerca de la casa de máquinas. En este caso la línea de transmisión en 115 kV del proyecto es aproximadamente menor de 15 km.

El Caso II corresponde a proyectos de generación, mayores a 5 MW aproximadamente, ejecutados por compañías de biomasa CASSA e Ingenios El Ángel y La Cabaña. Estos proyectos se conectan a las subestaciones de transmisión, pero en las barras de 46 kV ó 23 kV. La longitud de las líneas de los proyectos varía entre 5 a 15 km, dependiendo de la ubicación del recurso primario.

## 10.2. Generador conectado a las Redes de Distribución

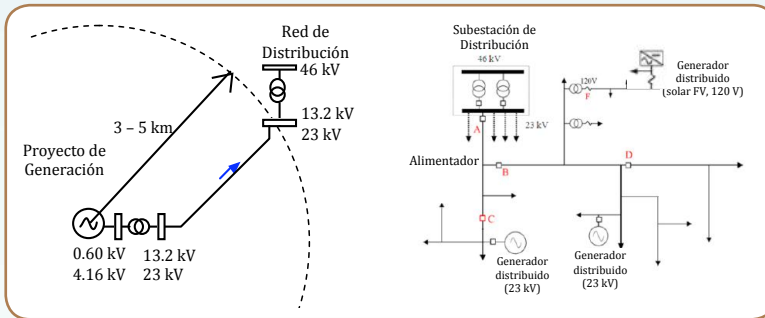
Existen las siguientes empresas de distribución en El Salvador: CAESS, CLESA, EEO, DEUSEM, DELSUR, EDESAL, entre otras, y las cuatro primeras pertenecen a la compañía AES. Los generadores se interconectan a las redes de distribución a partir los siguientes dos casos:

**Caso I:** Generador conectado a una subestación de distribución en 13.2 kV ó 23 kV.

**Caso II:** Generador conectado a las redes de distribución primarias o secundarias.

En la Figura 15 se muestran las características técnicas de la interconexión de un

generador a la red de distribución.



**Figura 15. Generador interconectado a las Subestaciones de Distribución**

El Caso I corresponde a proyectos de generación menores a 20 MW aproximadamente, ejecutados por diversas compañías hidroeléctricas como: CECSA, Hidroeléctrica Papaloate, Hidroeléctrica Sensunapan, entre otros. En este caso los proyectos son mayormente pequeñas centrales hidroeléctricas y se conectan siempre a la subestación de distribución más cercana en niveles de tensión de 23 kV ó 13.2 kV, esto debido que, por razones económicas, el generador puede optar por conectarse a las redes de distribución en vez de conectarse a la transmisión. La longitud de las líneas de los proyectos varía entre 3 a 5 km, dependiendo de la ubicación del recurso primario.

El Caso II corresponde a proyectos de generación distribuida, es decir, generadores conectados a las redes de distribución en los alimentadores de las redes primarias y secundarias. Los generadores conectados a la red primaria en 13.2 kV ó 23 kV pueden considerar fuentes de energía renovables, como energía eólica y solar FV. Los generadores conectados a la red secundaria en 120 V pueden considerar la energía solar FV y para su conexión usan convertidores estáticos.

### 10.3. Medidas para Reducir las Pérdidas de Transmisión y Distribución

Las pérdidas eléctricas de cualquier componente de una red eléctrica (transmisión o distribución) están definidas de acuerdo a lo siguiente:

Definición:

$$P_{\text{perd}} = R I^2$$

R: Resistencia [ $\Omega$ ]

I: Flujo de corriente en líneas y transformadores [A]

$P_{\text{perd}}$ : Pérdidas de potencia en líneas y transformadores [W]

En general, las medidas para reducir las pérdidas de transmisión y distribución se pueden resumir como sigue:

- a) Instalación de dispositivos de compensación reactiva (bancos de capacitores, compensadores síncronos, generadores con AVR (del inglés Automatic Voltage Regulator), etc.) en varias barras o nodos.

Observaciones: La compensación reactiva se define como un modo de operación utilizado para inyectar o absorber potencia reactiva. El objetivo de este modo es controlar la tensión en alguna barra o nodo del sistema (transmisión o distribución). Cuando el sistema mantiene las tensiones de las barras cerca de sus valores nominales, la corriente que fluye en líneas o transformadores disminuye y, en consecuencia, disminuye la potencia de las pérdidas.

- b) Ubicación de generadores (convencionales o distribuidos) cerca de los centros de carga.

Observaciones: Cuando los generadores están conectados cerca de las cargas, los flujos de potencia en redes eléctricas (líneas o transformadores) disminuyen, en consecuencia, los flujos de corriente disminuyen y así las pérdidas de potencia disminuyen.

- c) Optimización de redes eléctricas, por ejemplo: reemplazo de conductores, añadir nuevo circuito en paralelo, etc.

Observaciones: Cuando las redes eléctricas se han optimizado, comúnmente las resistencias de las redes eléctricas (líneas o transformadores) se reducen, en consecuencia, las pérdidas de potencia disminuyen.

### 10.3.1 Pérdidas de transmisión

Las pérdidas de transmisión en El Salvador son aceptables, tienen valores menores a 2% y no es necesario un plan de reducción de pérdidas. No obstante, como una forma complementaria de garantizar que las pérdidas eléctricas se mantengan bajas se proponen las siguientes medidas:

- De acuerdo con la sección anterior 10.3, literal a): nuevas plantas de generaciones en base a energías renovables pueden reducir las pérdidas de transmisión si operan en el modo de regulación de voltaje, por ejemplo: la generación geotérmica, hidráulica y biomasa conectada a la red de transmisión puede operar con dispositivos AVR.
- De acuerdo con la sección anterior 10.3, literal b): y si existiesen diversas alternativas de proyectos de generación en base a energías renovables con costos ligeramente similares, se elegirían los proyectos de generación

(mayores a 20 MW) que produzcan una mayor reducción en las pérdidas de transmisión, es decir, aquellos que se ubican próximas a las cargas. Puede ser difícil ubicar nuevas plantas de generación geotérmica, hidráulica y biomasa próximas a las cargas pues depende de la ubicación del recurso.

- De acuerdo con la sección anterior 10.3, literal c): el Plan de Expansión de la Transmisión elige refuerzos de transmisión que permitan la disminución del costo de inversión total del plan. Uno de los beneficios obtenidos de esto es la reducción de las pérdidas de transmisión. En el Plan Indicativo de Expansión de la Generación se puede incluir el escenario de las energías renovables con grandes proyectos conectados a las redes de transmisión para obtener los beneficios en la disminución de las pérdidas eléctricas.

### 10.3.2 Pérdidas de Distribución

Se pueden considerar las siguientes medidas en el Plan Maestro:

- De acuerdo con la sección anterior 10.3, literal a): nuevas plantas de generación en base a energías renovables pueden reducir las pérdidas de distribución si operan en el modo de regulación de voltaje, por ejemplo: plantas hidroeléctricas y de biomasa conectadas a la red de distribución puede funcionar con AVR. Comúnmente las pequeñas centrales eléctricas en base a energía hidroeléctrica, biomasa, eólica y energía solar fotovoltaica conectadas a la red de distribución no pueden funcionar en modo de regulación de voltaje.
- De acuerdo con la sección anterior 10.3, literal b): nuevas plantas de generación en base a energías renovables se podrían ubicar próximas a las cargas, por ejemplo: energía eólica y solar fotovoltaica. Puede ser difícil ubicar nuevas centrales de energía hidráulica y de biomasa cerca de las cargas pues depende de la ubicación del recurso.
- De acuerdo con la sección anterior 10.3, literal c): la optimización de las instalaciones de distribución puede realizarse con el siguiente procedimiento:
  - a) Elaborar los estudios de interconexión eléctrica teniendo en cuenta las instalaciones eléctricas para la conexión de la central
  - b) Determinar la disminución (o aumento) de las pérdidas de potencia en los tramos de la red de distribución (alimentadores) comparándolas con el escenario de referencia (sin proyecto de energía renovable). Podría ser útil incluir un procedimiento práctico para calcular las pérdidas de potencia utilizando la información básica de los alimentadores de distribución y el proyecto de energía renovable.

- c) En caso de aumento de las pérdidas de potencia, podría ser necesario reforzar en el alimentador para disminuir las pérdidas y mantener las condiciones operativas (control de voltaje, calidad de energía, entre otros).
- d) Es importante la actualización de las alternativas de distribución (nuevos alimentadores, cambio de conductores, etc.) cuando nuevas plantas de generación en base a energías renovables sean conectadas a las redes de distribución.

### 10.3.3 Recomendaciones generales para el marco regulatorio

Si bien existen incentivos para promover proyectos de energías renovables, estos pueden no ser desarrollados en forma efectiva si no se realizan las reformas necesarias para abordar los problemas actuales para el desarrollo de proyectos de generación de este tipo. También, en el marco normativo actual existen dificultades para el andamiaje normal de los procesos relacionados con el desarrollo de las energías renovables.

El marco regulatorio debería ser modificado para incluir los siguientes aspectos relacionados a las redes de distribución:

- Clasificación de los proyectos de energías renovables respecto a generación distribuida

La generación distribuida es definida como aquella conectada al sistema eléctrico a través de las redes de distribución (red primaria o secundaria), no es planificada y no es despachada por el operador del sistema (UT para El Salvador). A diferencia de la generación convencional ésta se instala cerca de la demanda.

De acuerdo con la actual normativa no existe una clasificación de los proyectos de energías renovables respecto al concepto de generación distribuida. Este concepto se hace necesario para el fomento de pequeños proyectos de generación conectados a las redes de distribución. Para esto se pueden crear mecanismos de incentivos relacionados con los beneficios que este tipo de generación trae a las redes de distribución (disminución de pérdidas eléctricas, mejora del perfil de voltaje, entre otros). También es importante analizar los problemas que conlleva la conexión de generadores distribuidos en la red de distribución, por ejemplo, el problema de operación en islas no intencional provocado por una falla en la red de distribución.

- Normalización técnica de equipos

Los proyectos de energía renovables como solar FV y eólica no cuentan actualmente con una normalización técnica de sus equipos para la

interconexión eléctrica con las redes de distribución. El caso se agrava cuando paneles PV se instalan en residencias y en baja tensión, pues existe desinformación de los desarrolladores, lo que puede llevar a la manipulación de los medidores eléctricos y el hurto de energía de la distribuidora.

Se propone la normalización técnica de equipos para la interconexión eléctrica en media y baja tensión usando estándares técnicos adaptados a las redes de distribución de El Salvador. También la SIGET debe crear un área de normalización técnica al respecto.

- Avances en “Smart grids”

“Smart grids” puede ser definido como un conjunto de múltiples redes y múltiples empresas de generación de energía con múltiples operadores que emplean diferentes niveles de comunicación y coordinación en las redes de distribución. En este concepto las empresas y los hogares comienzan a generar más electricidad eólica y solar, lo que les permite vender la energía sobrante a las empresas distribuidoras. El concepto de “smart grids” (o redes inteligentes) está generando la introducción de nuevas políticas en el sector eléctrico para la eficiencia del consumo de energía, la gestión a tiempo real de los flujos de energía y proporcionar la medición bidireccional necesaria para compensar a los productores locales de energía. Este nuevo paradigma está actualmente en etapa de investigación y existen diferentes pilotos como los proyectos E-Energy en Alemania.

La introducción del concepto de “smart grids” en El Salvador va a depender del grado de madurez de las tecnologías asociadas y de las normas técnicas preparadas para su implementación<sup>2</sup>.

Al respecto el marco regulatorio debería ser modificado para incluir los siguientes aspectos relacionados a las redes de transmisión:

- Plan de Expansión de la Transmisión

Actualmente el Plan de Expansión de la Transmisión atiende el crecimiento de la demanda e incorpora el Plan Indicativo de Expansión de la Generación realizado por el CNE. Al respecto, para que el transmisor considere el Plan Indicativo acorde con el Plan de Transmisión, este debe tener como resultado la ubicación espacial de las nuevas centrales de generación y la demanda en barras de las subestaciones existentes o nuevas. Los proyectos de generación que entren en el plan de generación deben contar con los estudios de prefactibilidad.

Por otra parte, se espera que los proyectos de generación de energías renovables en pequeña escala (hasta varios MW) se desarrollen ampliamente

---

2 IEEE 2030 Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), and End-Use Applications and Loads



en el país. Debido a esto, el plan de expansión de la transmisión debe incorporar los planes de la distribución eléctrica, entonces se debe plantear un Plan Energético que incorpore la generación, transmisión y distribución en conjunto.

- Financiamiento de las inversiones en refuerzos de transmisión

Las inversiones en la transmisión se caracterizan por ser grandes y no genera rentabilidad suficiente al transmisor. Los proyectos de generación que sean conectados a la red de transmisión normalmente deben invertir en la interconexión. En caso que la transmisión realice los refuerzos necesarios para la interconexión de nuevas centrales, el desarrollador debe garantizar que sus proyectos van a ser ejecutados. Una forma de

garantizar que la inversión del transmisor no sea en vano puede verse en mecanismos que permitan que el transmisor obtenga cartas fianzas

del desarrollador con 80% del costo del proyecto. Otro punto importante

es la mejora de la ley de servidumbre para agilizar los proyectos de transmisión relacionados a generación en base a energías renovables.

Los nuevos proyectos de transmisión podrían ser financiados a través de licitaciones especiales, esto exigirá una evaluación profunda pues esto requerirá realizar cambios en el marco regulatorio actual.

## 11. Análisis Económico y Financiero

Para el análisis de la energía eólica y la solar fotovoltaica (conectada a la red eléctrica), el tamaño de desarrollo se fija en 20 MW, que es el tamaño máximo que puede ser beneficiado con los incentivos fiscales mencionados anteriormente. El potencial de desarrollo de las pequeñas centrales hidroeléctricas con capacidades de 100 kW a 5 MW es analizado de acuerdo a las factibilidades de sus proyectos.

### 11.1 Precondiciones del Flujo de Caja para el Desarrollo de Proyectos

De acuerdo con la recopilación de información sobre las condiciones en El Salvador y las tendencias en el desarrollo global de las energías renovables, el flujo de caja para el desarrollo de proyectos se prepara con base a los siguientes supuestos:

Ítem	Premisa
<b>1. Período de Construcción</b>	
(1) Pequeñas Centrales Hidroeléctricas	Un proyecto de pequeñas centrales hidroeléctricas toma más de 3 años, incluyendo los estudios de factibilidad. También se espera que se tomen dos años para el análisis.
(2) Energía Eólica	Los reportes de la Agencia Internacional de Energía IEA sugieren dos años para proyectos eólicos. Se espera tomar alrededor de dos años para el análisis.
(3) Energía Solar FV (conectada a la red eléctrica)	Los reportes de la IEA sugieren dos años para proyectos fotovoltaicos. También se espera tomar alrededor de dos años para el análisis.
<b>2. Condiciones de Préstamo</b>	
(1) Aporte de Capital.	Préstamo del 70% del capital por parte del banco.
(2) Período del Préstamo	Pago total del préstamo en 10 años.
(3) Tasa de Interés	8% anual.
<b>3. Período de Evaluación y Amortización de los Proyectos</b>	El período de evaluación puede fijarse de 30 a 50 años para pequeñas centrales hidroeléctricas y hasta 20 años para proyectos de energía eólica y solar PV. El periodo de depreciación es considerado para las PCH un periodo de 20 años , y las FV un periodo de 15 años , se ocupa el método de línea recta para la depreciación
<b>4. Impuesto Renta</b>	25% de los ingresos anuales antes de deducir impuestos
<b>5. Exención de Impuestos</b>	-10 años período de exención para unidades menores a 10MW, y - 5 años para unidades entre 10 y 20 MW
<b>6. Inflación anual</b>	Se reconoce que los precios de electricidad puedan crecer con la tasa de inflación en las condiciones de las licitaciones. Para ello referirse a las proyecciones del Fondo Monetario Internacional u otra organización internacional, en este análisis se aplica un 4% anual.

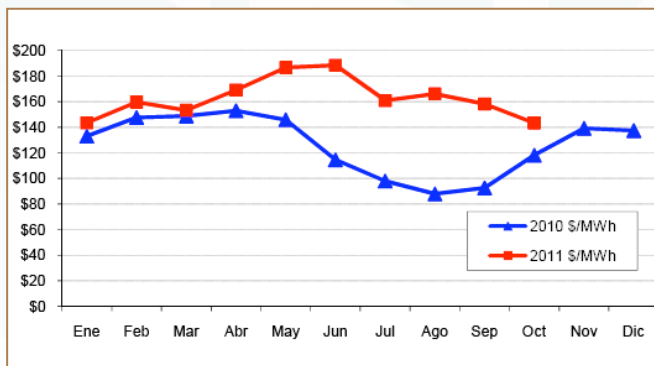
Tabla 37. Precondiciones para las Estimaciones de Rentabilidad

## 11.2 Supuestos en los ingresos del proyecto

Los ingresos anuales de los proyectos se calculan mediante el precio unitario de venta de electricidad (EE.UU. \$ / MWh) y la generación de ingresos anual de energía (MWh).

### 11.2.1 Precio Unitario

Para el primer año, el precio de venta de la energía se fija en US\$ 140 / MWh tomando como referencia las tarifas actuales de SIGET. Considerando que los precios de venta en el 2010 han cambiado significativamente desde US\$ 87.91/MWh a US\$ 162.90/ MWh, y de US\$ 143.53/ MWh a US\$ 186.68/MWh en el 2011 (Figura 16.), se aplica el valor promedio de US\$ 140/MWh.



**Figura 16. Cambios en el Precio de la energía 2010 y 2011.**

(Fuente: UT a Septiembre 2011).

### 11.2.2 Generación anual de energía.

La generación anual de energía se verifica en forma diferente dependiendo del factor de planta y la eficiencia de la generación. Puesto que la producción de energía anual es de gran impacto en los ingresos operativos, éstos pueden establecerse mediante el factor de planta (Caso Base). Diferentes casos de estudio resultan con varios factores de planta respecto del caso base para considerar su impacto en la rentabilidad.

Tipo de Energía	Factor de Planta (Eficiencia de Generación de Energía)
Pequeñas Centrales Hidroeléctricas	El factor de planta se estima en un 50% para pequeñas centrales hidroeléctricas menores a 20MW. Por otro lado, algunos de los proyectos observan hasta un 60%, de acuerdo a estadísticas de SIGET. En el caso base, para este análisis se fija en 50% y en otro caso de estudio se aplica entre 40% a 60%.
Energía Eólica	El factor de planta de la energía eólica depende básicamente de los indicadores de velocidad del viento. Por lo tanto la viabilidad económica del proyecto difiere en gran medida por la velocidad del viento. El factor de planta del proyecto de Metapán (42 MW) se estima actualmente en 34.4%. El factor de planta para el análisis del caso base se supone el 25%.
Energía Solar FV (Conectada a la Red Eléctrica)	La eficiencia de la generación de energía solar es altamente afectada por los sistemas fotovoltaicos y las condiciones naturales en los sitios de desarrollo (particularmente la radiación solar). Para el Caso Base se aplica una eficiencia de la generación de energía del 18%.

**Tabla 38. Factor de Planta por Tipo de Energía**

### 11.2.3 Estimación de Costos de Instalación

Los costos de instalación por tipo de tecnología se presentan a continuación:

Tipo de Energía	Costos																								
Pequeñas Centrales Hidroeléctrica	Se hace un análisis como caso base para las pequeñas centrales hidroeléctricas en el rango de 200kW a 5MW. Los costos de desarrollo incluyen costos de construcción como se establece a continuación, tomando como referencia los costos estimados de desarrollo de los estudios de factibilidad de PCH's de CECSA. Para los proyectos en los cuales no pueden definir el sitio de desarrollo, el costo de un proyecto pequeño hidroeléctrico asumió una distancia de aproximadamente 3 km desde el sitio del proyecto hasta la conexión a la red eléctrica.																								
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Capacidad Instalada</th> <th>5MW ~ 1.0 MW</th> <th>1.0 MW ~ 200 kW</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Capital (US \$ 000/MW)</td> <td>2,500</td> <td>3,000</td> </tr> <tr> <td>Costo de Interconexión (US \$ 000/Km)</td> <td colspan="2">100</td> </tr> </tbody> </table>	Capacidad Instalada	5MW ~ 1.0 MW	1.0 MW ~ 200 kW	Capital (US \$ 000/MW)	2,500	3,000	Costo de Interconexión (US \$ 000/Km)	100																
	Capacidad Instalada	5MW ~ 1.0 MW	1.0 MW ~ 200 kW																						
	Capital (US \$ 000/MW)	2,500	3,000																						
Costo de Interconexión (US \$ 000/Km)	100																								
Energía Eólica	Los costos de desarrollo de generación eólica por kW se establecen conforme a la siguiente tabla, la cual es utilizada como referencia de los reportes de IEA y GWEC. Tomando en consideración las diferentes estimaciones definidas en estos reportes, se estableció utilizar el valor promedio. Se espera que los costos de desarrollo en el 2030 se reduzcan aproximadamente en un 20% o más con respecto a los costos de 2010.																								
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Año</th> <th>2010</th> <th>2015</th> <th>2020</th> <th>2025</th> <th>2030</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>IEA (\$/kW)</td> <td>1,725</td> <td></td> <td>-</td> <td></td> <td>1,420</td> </tr> <tr> <td>GWEC (\$/kW)</td> <td>1,890</td> <td></td> <td>1,730</td> <td></td> <td>1,590</td> </tr> <tr> <td>JICA Study Team (\$/kW)</td> <td>1,800</td> <td>1,700</td> <td>1,600</td> <td>1,600</td> <td>1,500</td> </tr> </tbody> </table>	Año	2010	2015	2020	2025	2030	IEA (\$/kW)	1,725		-		1,420	GWEC (\$/kW)	1,890		1,730		1,590	JICA Study Team (\$/kW)	1,800	1,700	1,600	1,600	1,500
	Año	2010	2015	2020	2025	2030																			
	IEA (\$/kW)	1,725		-		1,420																			
	GWEC (\$/kW)	1,890		1,730		1,590																			
	JICA Study Team (\$/kW)	1,800	1,700	1,600	1,600	1,500																			
	Notas: 1) Precio IEA a 2008 se aplica en 2010 3) GWEC: Global Wind Energy Council																								

Energía Solar Fotovoltaica (Conectada a Red Eléctrica)	Los costos por kW de la tecnología fotovoltaica conectada a la red se establecen como se muestra a continuación, tomando como referencia los reportes de EPIA y EIA. En el caso de varias estimaciones para los escenarios de desarrollo en este reporte, se adoptará el valor promedio. Los costos de desarrollo se espera reduzcan a 1/3 de su valor para el 2030 con respecto a los costos de desarrollo del 2010. Los costos de desarrollo en el 2020 se espera que reduzcan a un poco menos de la mitad de los precios en el 2010.					
	Año	2010	2015	2020	2025	2030
	IEA (\$/kW)	4,060		1,830		1,220
	EPIA (\$/kW)	3,600		1,380		1,060
	JICA Study Team (\$/kW)	3,800	1,700	1,600	1,300	1,100
Notas: 1) Precio IEA a 2008 se aplicó para el 2010 3) EPIA; European Photovoltaic Industry Association						

**Tabla 39. Costos de Instalación por Tipo de Energía**

### 11.2.4 Costos de Operación y Mantenimiento

Los costos de Operación y Mantenimiento (O&M) para pequeñas centrales hidroeléctricas, eólicas y solar fotovoltaica, se establecen a continuación:

Tipo de Energía	Costos de Operación y Mantenimiento
Pequeñas Centrales Hidroeléctricas	Los costos anuales de O/M los conforman costos de rutinas y costos especiales para reparaciones urgentes. Los costos de rutina se asumen en un 5% de las ventas de energía anuales y los costos especiales a una tasa de US\$ 0.35 / MWh para las pequeñas hidroeléctricas. Estos costos incluyen costo directo como personal y otros gastos relacionados con reparación y mantenimiento, así como costos indirectos tales como impuestos locales y otros cargos.
Energía Eólica	Los costos O&M para eólicas en tierra son de US\$12 ~ 32 / MWh como se muestra en los reportes de IEA (IEA Annual Report 2010). Se ha adoptado un valor de US\$22/MWh en este análisis conforme a los reportes del DOE.
Solar FV (Conectada a la Red)	Los costos de O&M para solar fotovoltaica (conectada a la red eléctrica) son de US\$ 4/MWh como se muestra en los reportes de IEA (IEA Annual Report 2010).

**Tabla 40. Costos de Operación y Mantenimiento (O/M)**

### 11.2.5 Evaluación de la rentabilidad del proyecto

Los índices de rentabilidad en el desarrollo de proyectos se determinan por el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno, y la relación Costo/Beneficio. Los criterios de evaluación se mencionan a continuación. Estos indicadores son comúnmente usados en la industria de energía y las compañías eléctricas en El Salvador.

Indicador de Rentabilidad	Criterio de Evaluación
Valor Actual Neto (VAN) con 10% de tasa de descuento	Mayor que "0"
Tasa Interna de Retorno (TIR)	Mayor que 12%
Ratio Beneficio / Costo (B / C)	Mayor que 1.5

**Tabla 41. Índice de Rentabilidad**

Los cálculos y la evaluación de los resultados de flujo de caja se muestran en la siguiente tabla. Adicionalmente, la evaluación se elaboró utilizando las siguientes tres categorías:

"A": indica que un proyecto es viable, no necesita incentivos especiales. ( $B/C > 1.5$ )

"B": indica que un proyecto es viable sujeto a condiciones del desarrollo del sitio o a factores de capacidad alta en el sitio potencial. ( $B/C$  1.0 a 1.5)

"C": indica dificultad para desarrollar el proyecto sin apoyo financiero o costos absorbidos por terceros o subsidios. ( $B/C < 1$ ).

Se hizo un análisis tomando de referencia un precio de venta de energía de \$140 dólares por MWh, sin embargo se hizo un análisis tomado el precio de venta de energía de \$100 por MWh para obtener un análisis de sensibilidad de los precios.

#### 1) Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Según los resultados descritos en la Tabla 42, cualquier caso de PCHs con potencia entre (0.3- 5MW) pueden ser desarrolladas con las condiciones establecidas anteriormente. En otras palabras, los incentivos y otro tipo de subsidios no son necesarios para el desarrollo de dichos proyectos. Sin embargo, en algunos casos con potencias entre 0.1-0.2 MW o microcentrales no son factibles para su desarrollo debido a los criterios considerados en el presente análisis; no obstante si dichos proyectos se desarrollan con tecnología propia, se adecuan los costos de operación y mantenimiento y se obtienen apoyos financieros, se puede lograr viabilizar la ejecución de los mismos.

#### 2) Generación de Energía Eólica

Este tipo de energía no se espera que reduzca los costos de desarrollo comparado con la energía solar fotovoltaica en el futuro. Sin embargo, las condiciones de desarrollo de los sitios son muy escasas para la producción de este tipo de energía. Ya que las condiciones de los sitios son similares a las del Proyecto de Metapán que se está estudiando desarrollar actualmente.

#### 3) Generación de Energía Solar Fotovoltaica (conectada a red eléctrica)

Según los resultados el desarrollo es posible únicamente en los Casos "S2" y "S3" de los 4 casos estudiados. Este tipo de tecnología se espera que tenga reducción en los costos de desarrollo para el 2020, el cual mejorará hasta en un 25% la eficiencia del sistema.

Type of Energy	Case Study	Pre-conditions						Calculation Result						Overall Evaluation (\$140/MWh)	
		Plant Capacity (MW)	Capacity Factor (%)	Plant Cost (\$000)	Inter-Connection Cost (\$000)	O/M Cost	Tax Exemption (year)	A. Unit Price (\$140/MWh)			B. Unit Price (\$100/MWh)				
								NPV (\$000)	FIRR (%)	B/C	NPV (\$000)	FIRR (%)	B/C		
Small Hydro	Case-H0	5	50%	12,500	150	5	%	10	16,024	37.7%	2.05	8,294	24.2%	1.59	A
	Case-H1	4	50%	10,000	150	5	%	10	12,793	37.5%	2.04	6,609	24.1%	1.59	A
	Case-H2	3	50%	7,500	150	5	%	10	9,563	37.3%	2.04	4,925	24.0%	1.58	A
	Case-H3	2	50%	5,000	150	5	%	10	6,332	36.9%	2.02	3,240	23.7%	1.57	A
	Case-H4	1	50%	3,000	150	5	%	10	2,666	28.5%	1.74	1,120	17.7%	1.33	A
	Case-H5	0.7	50%	2,100	150	5	%	10	1,827	27.8%	1.71	745	17.2%	1.31	A
	Case-H6	0.5	50%	1,500	150	5	%	10	1,268	26.8%	1.68	495	16.5%	1.28	A
	Case-H7	0.3	50%	900	150	5	%	10	710	24.9%	1.61	246	15.1%	1.22	A
	Case-H8	0.2	50%	600	150	5	%	10	430	22.6%	1.52	121	13.5%	1.16	A
	Case-H9	0.2	40%	600	150	5	%	10	214	16.3%	1.27	(34)	9.0%	0.96	B
	Case-H10	0.1	50%	300	150	5	%	10	151	17.4%	1.32	(4)	9.8%	0.99	B
Case-H11	0.1	60%	300	150	5	%	10	259	22.8%	1.53	73	13.6%	1.16	A	
Wind	Case-W0	20	25%	36,000	-	22	\$/MWh	5	15,796	19.6%	1.34	163	10.1%	1.00	B
	Case-W1	20	25%	34,000	-	22	\$/MWh	5	17,384	21.2%	1.38	1,915	11.2%	1.04	B
	Case-W2	20	34%	34,000	-	22	\$/MWh	5	33,365	31.9%	1.64	12,900	18.3%	1.27	A
	Case-W3	20	34%	32,000	-	22	\$/MWh	5	34,954	34.5%	1.70	14,489	19.9%	1.31	A
	Case-S0	20	18%	76,000	-	4	\$/MWh	5	(26,811)	1.7%	0.63	(38,621)	-2.6%	0.45	C
Solar PV	Case-S1	20	18%	54,000	-	4	\$/MWh	5	(7,518)	6.9%	0.86	(19,235)	1.6%	0.63	C
	Case-S2	20	25%	54,000	-	4	\$/MWh	5	7,889	13.2%	1.14	(8,299)	6.5%	0.84	B
	Case-S3	20	25%	32,000	-	4	\$/MWh	5	25,745	27.8%	1.70	10,677	17.3%	1.31	A

Tabla 42. Evaluación de Resultados por caso de estudio



Consejo Nacional de Energía  
Calle al Mirador #249, entre 9° y 11° calle Pte.  
Col. Escalon, San Salvador  
Teléfono (PBX)(503) 2233-7900

[www.cne.gob.sv](http://www.cne.gob.sv)

