

Capítulo 7 Examen del uso de Energías Renovables

7.1 Preparación del Mapa con el Potencial Eólico en todo el país

Se preparará el Mapa con el Potencial Eólico en todo el territorio de El Salvador, para identificar las áreas potenciales para este estudio; dicho mapa indica la distribución del potencial eólico en grandes regiones y a cierta altura sobre el nivel del suelo. El potencial se simula a partir de los datos del GIS (*Geographic Information System*, por sus siglas en inglés) y del modelo meteorológico global. Este corrige con los datos del viento superficial de las áreas de evaluación que se están supervisando. De acuerdo al siguiente alcance de los trabajos, la organización seleccionada producirá el Mapa del Potencial Eólico Nacional de El Salvador.

7.1.1 Especificaciones técnicas del Mapa del Potencial Eólico

El equipo de estudio de la Agencia de Cooperación Internacional de Japón (JICA), está ejecutando el "Proyecto del Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables en la República de El Salvador". En el estudio se preparará el mapa del potencial eólico en todo el país, cuyo uso principal es el de identificar áreas con potencial eólico. Para la licitación se prepararon los siguientes alcances del trabajo:

7.1.1.1 Alcance del trabajo

A. Materiales producidos

El material que se ocupará para enseñar la energía eólica, a partir del mapa de potencial eólico, se preparará en el siguiente formato:

Producto:	Mapa del potencial eólico de El Salvador Base de datos, Manual.
Formato:	DVD {mapa del potencial eólico (ArcGIS ver.9.3 (archivo .gdb), pdf) base de datos, instrucciones}: 10 copias Mapa impreso (tamaño A1: 594 mm x 841 mm, color, 1:400,000): 15 copias (5 por cada altura)
Idioma:	Español (mapa, instrucciones)

B. Contenidos de los materiales

Mapa del potencial eólico: El Salvador (todo el territorio nacional)

Resolución: 500 metros de cuadrícula

Altura: 30 m, 50 m y 80 m por encima del nivel del suelo

Clasificación del potencial eólico:

7 Rangos (los potenciales eólicos están separados por colores)

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

Base de datos:	Sitios de potencial eólico seleccionados (12 sitios)
	Velocidad del viento (m/s) / densidad del viento (W/m^2)
	Dirección del viento (rosa de los vientos de 16 direcciones)
	Parámetros de distribución Weibull (k, c)
Instrucciones:	Proceso de preparación del Mapa del Potencial Eólico
	Instrucciones para el uso de los contenidos del DVD

C. Información suministrada

Modelo meteorológico global	(por el contratista en Japón)
Software de análisis	(por el contratista en Japón)
Datos de superficie	(por el Equipo de Estudio de JICA)
Datos GIS	(por el Equipo de Estudio de JICA)
	Después de simular, los datos GIS serán removidos o desechados por el contratista responsable

7.1.1.2 Fecha de entrega asignada

A. Instrucciones (Español)

El contratista tiene que entregar el borrador de las instrucciones al Equipo de Estudio de JICA el 31 de diciembre del 2011.

B. Otros productos

El contratista debe completar los trabajos y entregar todos los productos al Equipo de Estudio de JICA para el 16 de enero del 2012. El Equipo de Estudio de JICA debe revisar los contenidos inmediatamente después de haber recibido los productos.

7.1.1.3 Programación

El programa para la preparación del mapa de potencial eólico se muestra en la siguiente tabla: Tabla

Tabla 7.1.1 Programación de los trabajos

Rubro	2011 Octubre	2011 Noviembre	2011 Diciembre	2012 Enero
1. Licitación y negociación del contrato.	■			
2. Planificación del programa, preparación		■		
3. Revisión de información, pre procesamiento		■		
4. Simulación del potencial eólico		■		
5. Confirmación, trabajo estadístico			■	
6. Mapeo, procesamiento de la información			■	
7. Confirmación de la precisión				■
8. Manual de instrucciones			■	
Comentario de la organización de la contraparte en El Salvador				3 ↔ 15
Producto				
Mapa del potencial eólico				△
Manual de instrucciones			Borrador △	Final △

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

7.1.2 Preparación del Mapa con el Potencial Eólico

El mapa con el potencial eólico y la base de datos fueron preparados según el siguiente procedimiento:

- Como resultado del análisis de los datos meteorológicos y la influencia del Fenómeno del Niño, se seleccionaron como los más adecuados, los datos meteorológicos anuales del año 2008.
- Los datos meteorológicos del modelo global, como la topografía, y los datos de uso del suelo, fueron colectados y arreglados en un formato adecuado. Esos datos son necesarios para el siguiente cálculo.
- Las Características anuales del viento (500 m malla) del año meta (2008), se calcularon mediante un modelo de simulación numérica evaluable.
- Basados en estos resultados, se calcularon la conversión de las estadísticas entre nivel de velocidad del viento y la potencia energía eólica, la velocidad media anual del viento, el valor acumulado y la frecuencia relativa de la velocidad del viento.
- Se preparó el potencial promedio Anual de energía eólica del mapa (a 30 m, 50 m y 80 m sobre el nivel del suelo).
- 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 los sitios seleccionados, varios datos se mantuvieron como una base de datos de viento, y guardados en un DVD con un formato designado.

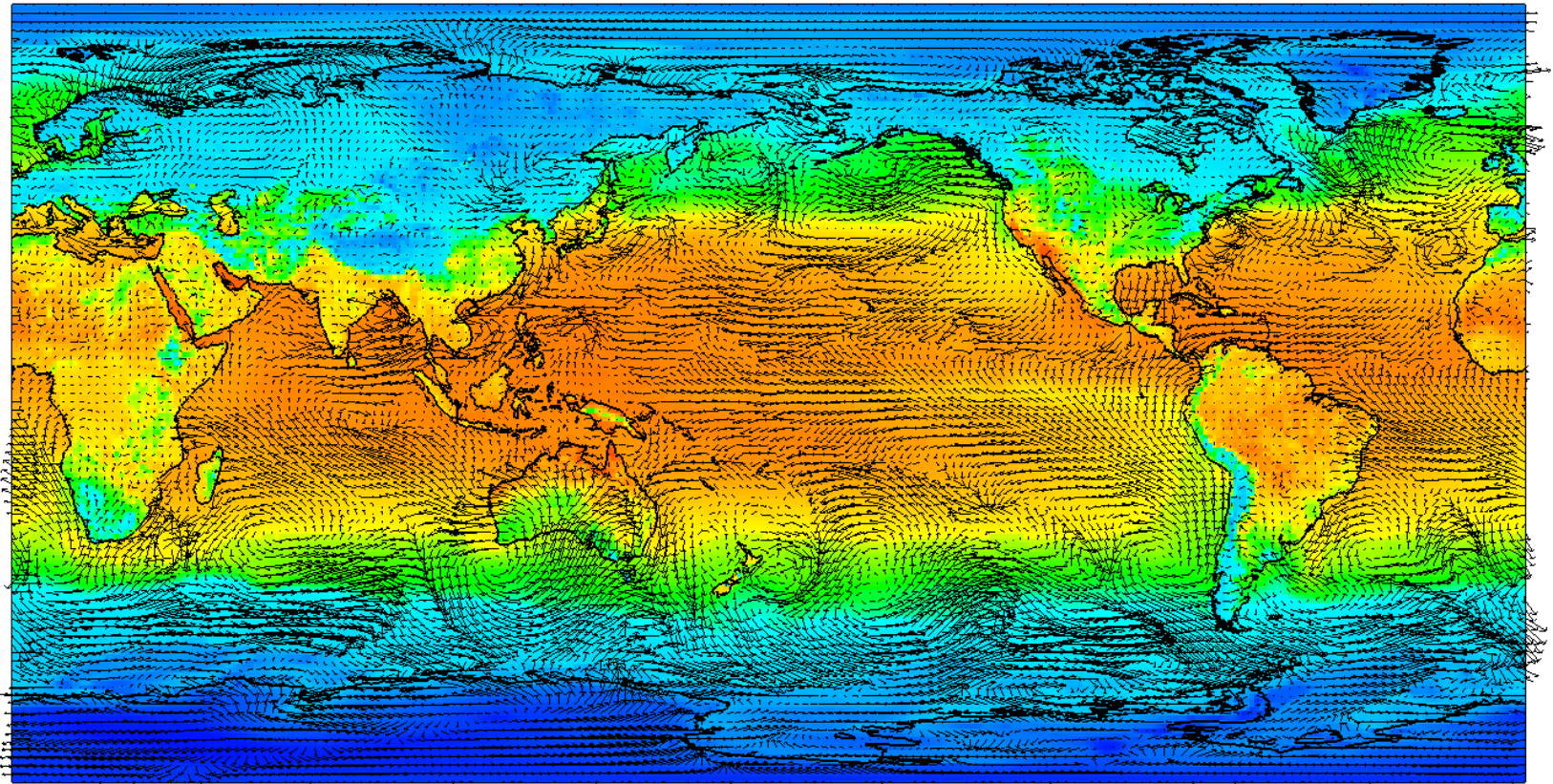
- g) Se elaboró el manual para el Mapa Eólico. Además, son explicados los procedimientos preparatorios, la operación, y el análisis de resultados.

7.1.2.1 Modelo de Simulación del tiempo para evaluar el potencial eólico

A. Modelo de Investigación y Pronóstico del Tiempo (*WRF*, por sus siglas en ingles)

En este estudio, el potencial anual de energía eólica se ha simulado sobre la base del modelo WRF. El modelo WRF fue desarrollado en el marco de cooperación entre el Centro Nacional para la Predicción Ambiental (*NECP*, por sus siglas en ingles) y el Centro Nacional para la Investigación Atmosférica (*NCAR*, por sus siglas en ingles). Este modelo se utiliza en todo el mundo como modelo de clima regional. Una simulación meteorológica conducida durante el año 2008, se llevó a cabo utilizando este modelo. La situación de los vientos en un año y durante 8,784 horas, se calculó en 5 kilómetros malla, todos los días por cada hora.

El Análisis Final Mundial (*FNL*, por sus siglas en ingles), dato objetivo de análisis por el NECP, fue utilizado para simular el valor inicial y el valor límite del clima por el WRF. Por medio del FNL se volvió a analizar los datos globales del clima del NCEP. El NFL incluyó el valor de la distribución de datos meteorológicos en tres dimensiones que se calculan sobre la base controlada de datos meteorológicos, los datos de la superficie de la tierra, la observación en altitud, y los datos de satélite. 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*).

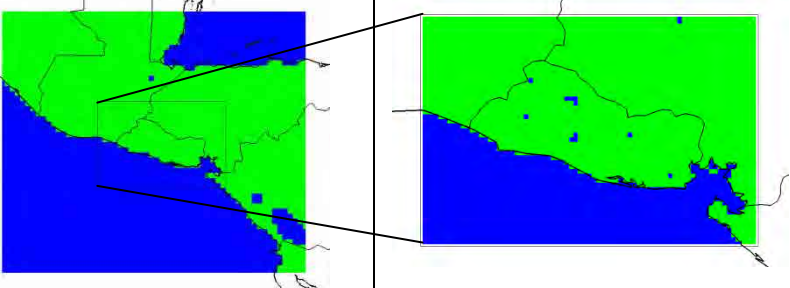


(Fuente: Asociación Japonesa del Clima)

Figura 7.1.1 Ejemplo de datos FNL (Temperatura y viento)

El periodo de monitoreo para la simulación es de un año, desde enero hasta diciembre de 2008. El cálculo del área está clasificado en 2 zonas. En el área ancha (área 1) se calculo cada 15 km malla horizontal. En el área cercana a El Salvador (área 2), fue calculado cada 5 km malla horizontal.

Tabla 7.1.2 Área de Cálculo (Modelo WRF)

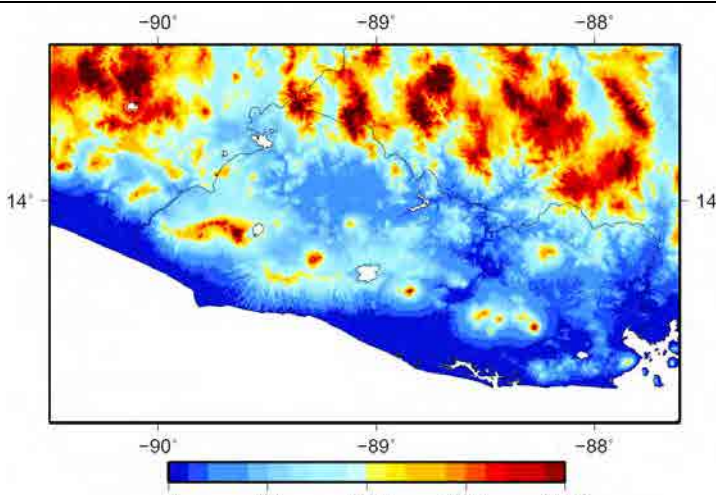
	Área 1	Área 2
Malla Horizontal	15 km	5 km
No. de Malla	60 x 52	75 x 51
Área Calculada		

(Fuente: Asociación Japonesa del Clima)

B. Modelo MASCON (*Mass Concentration*, por sus siglas en inglés).

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 500m. El modelo MASCON se usa para corregir la velocidad del viento y satisfacer la ley de conservación de la masa con los datos topográficos (un nivel de altitud). Este cálculo puede evaluar el efecto de la topografía detallada relativamente en poco tiempo. El valor inicial de entrada para el cálculo, fue elaborado con base al resultado de WRF por interpolación de los puntos de peso en distancia. El Modelo de Evaluación Digital (*DEM*, por sus siglas en ingles) usa una resolución de 500 metros, el cual es preparado por los datos digitales del Software para Trazar la Matriz (*SRTM*, por sus siglas en ingles) que se utilizó para el nivel de altitud de la topografía.

Tabla 7.1.3 Cálculo del Área (Modelo MASCON)

	Modelo MASCON para cálculo de áreas
Malla horizontal	Cerca de 500m
No. De malla horizontal	625 x 367
No. De Malla vertical	15 (capas)
Puntos extremos del área	Longitud: Oeste: 90.497685. Este: 87.608796
	Latitud: Norte: 14.696759. Sur: 13.002315
Cálculo del área y altitud	

(Fuente: Asociación Japonesa del Clima)

7.1.2.2 Mapa del Potencial Eólico

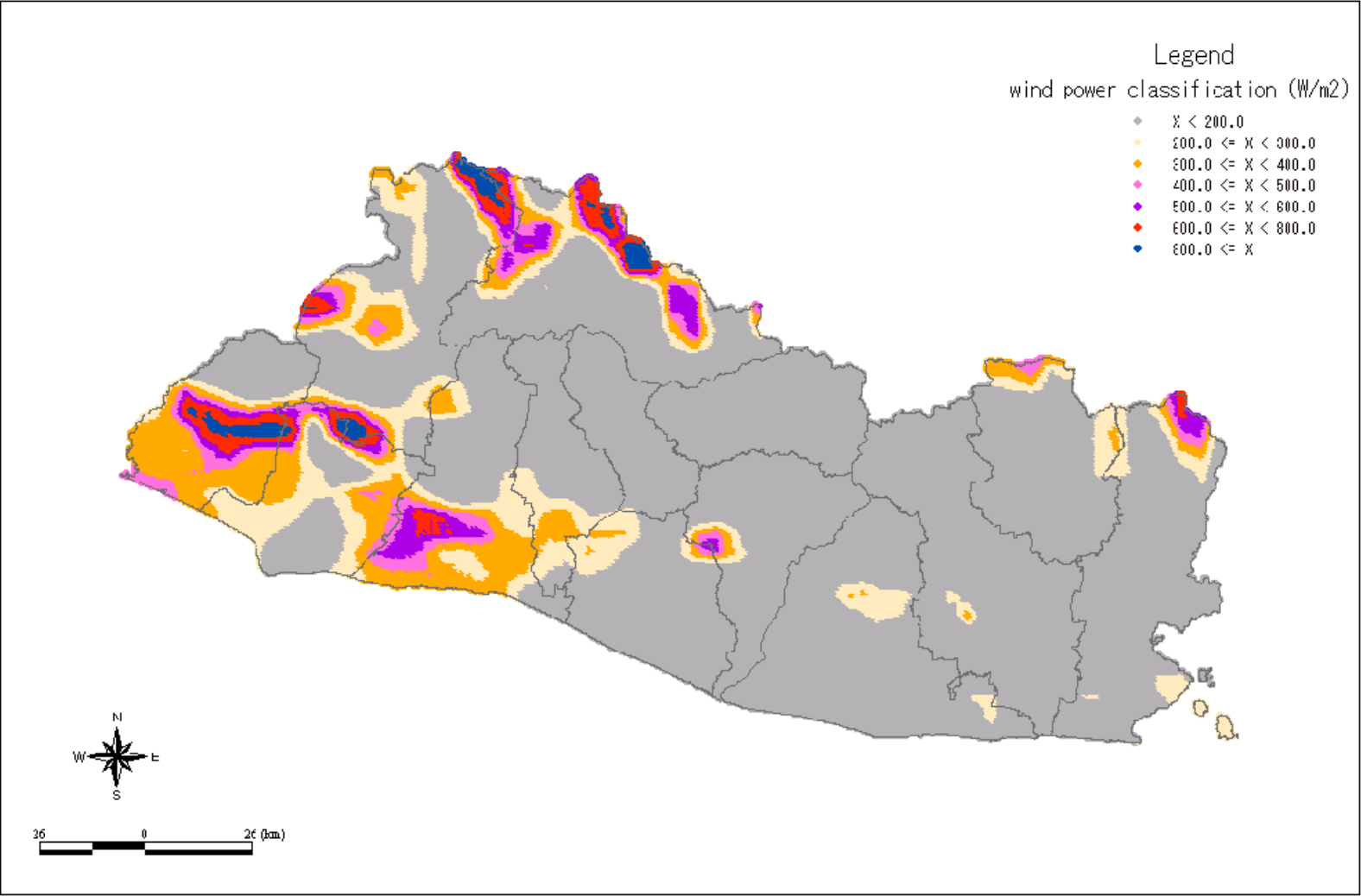
Los niveles de altura para calcular el potencial eólico de los mapas que se prepararon en la investigación, son de 30m, 50m y 80m sobre el nivel del suelo. De acuerdo con el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de los Estados Unidos (*NREL*, por sus siglas en inglés) el área donde la densidad de energía eólica se convierte en más de 320 (W/m^2) a 30 metros sobre el nivel del suelo, y más de 400 (W/m^2) a 50m sobre el nivel del suelo; es suficiente para el desarrollo de energía eólica. La siguiente tabla muestra una evaluación estándar del potencial de energía eólica y la velocidad del viento:

Tabla 7.1.4 Clasificación de las definiciones estándar de energía eólica

Clase	Potencial del recurso	Velocidad del viento (m/s) (a 30 m altura)	Densidad de energía del viento (W/m^2) (a 30 m altura)	Velocidad del viento (m/s) (a 50 m altura)	Densidad de energía del viento (W/m^2) (a 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

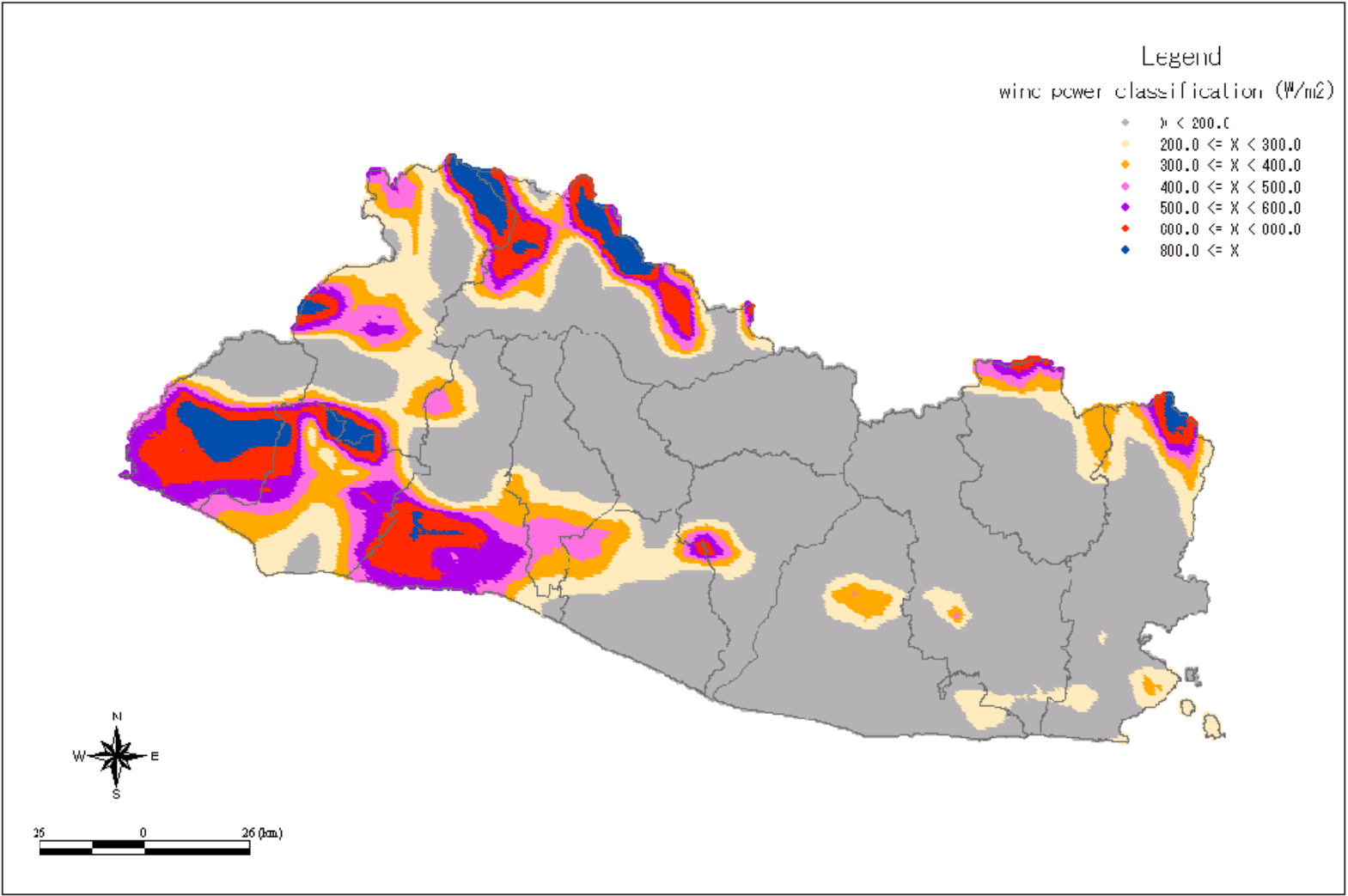
(Fuente: NREL)

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



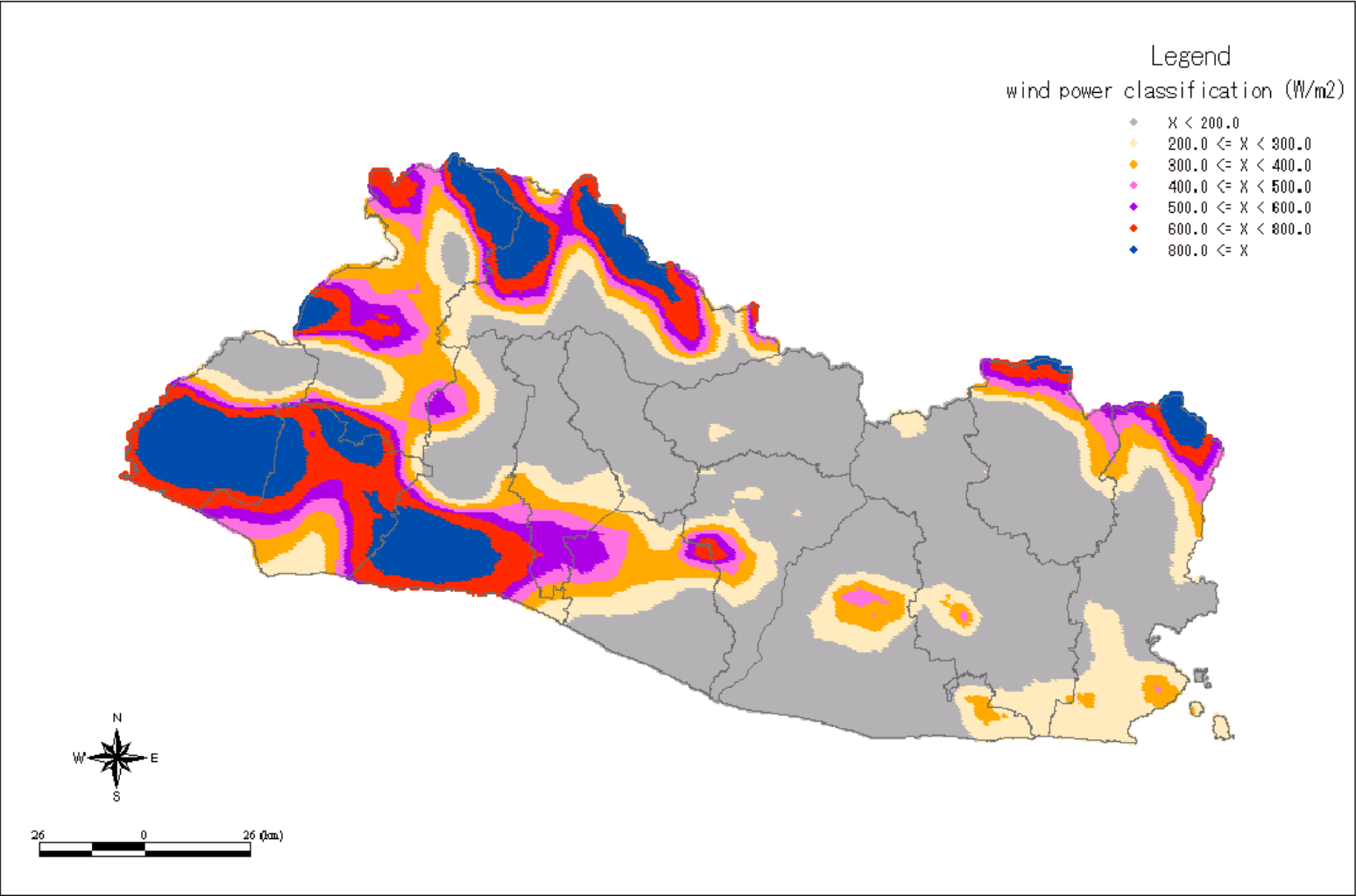
(Fuente: Asociación Japonesa del Clima)

Figura 7.1.2 Mapa de Potencial eólico de El Salvador (30 m sobre nivel de suelo)



(Fuente: Asociación Japonesa del Clima)

Figura 7.1.3 Mapa de Potencial eólico de El Salvador (50 m sobre nivel de suelo)



(Fuente: Asociación Japonesa del Clima)

Figura 7.1.4 Mapa de Potencial eólico de El Salvador (80 m sobre nivel de suelo)

7.1.3 Análisis de Resultados

7.1.3.1 Potencial Eólico

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

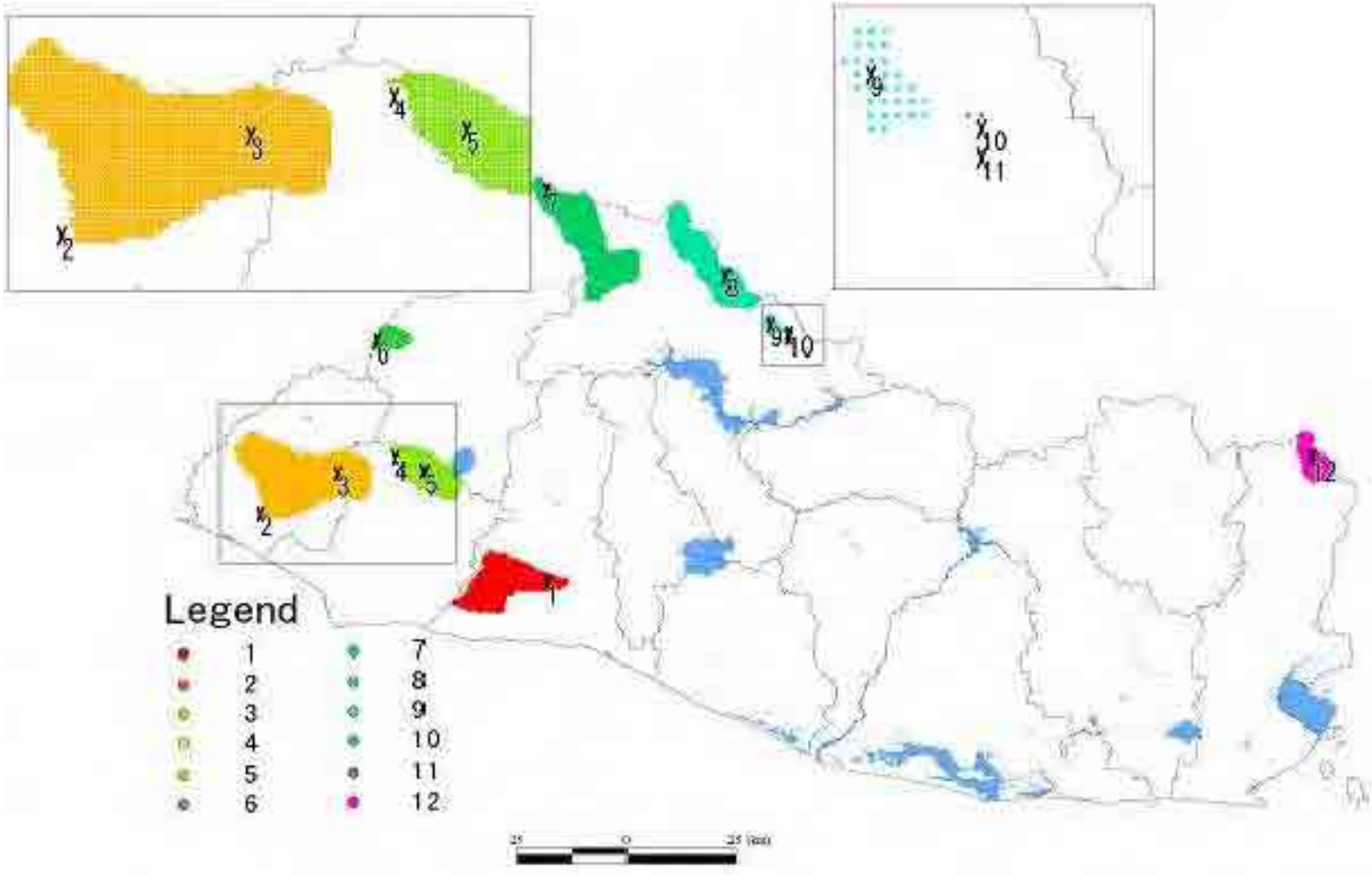
- Área montañosa del suroeste (área al sur de la cordillera)
- Área montañosa al noroeste (cerca de la cordillera)
- Área montañosa al noreste (cerca de la cordillera hacia la frontera)

Además, la distribución del potencial eólico en los sitios mencionados anteriormente es casi similar para cada altura. Sin embargo, el potencial se hace mayor con el incremento de la altitud. El área arriba de 800W/m^2 es mayor a los 80m sobre el nivel del suelo.

El resultado del mapa de potencial eólico a 50 m sobre el nivel del suelo es similar al preparado por SWERA. En este mapa, al área de potencial eólico al lado sur de las montañas del suroeste, aparece claramente.

7.1.3.2 Sitios con Potencial Eólico.

En este estudio, se identificaron en el mapa los sitios idóneos para el desarrollo de la energía eólica. Basados en este mapa, se preparó una base de datos. Para la selección del área con potencial eólico, la zona donde el viento potencia los 700 W/m^2 a 50 metros sobre el nivel del suelo, se considera aceptable. Como resultado, se han seleccionado 12 áreas que se muestran en la siguiente figura. El área de Mayor potencial fue seleccionada como representativa de la zona.



Fuente: Asociación Japonesa del Clima)

Figura 7.1.5 Sitios con potencial eólico

La velocidad del viento y su potencial a 30m, 50m, y 80m sobre el nivel de suelo se muestra en la tabla 7.1.5. Similarmente cada parámetro *Weibull* se muestra en la tabla 7.1.6

Tabla 7.1.5 Datos eólicos de los sitios (velocidad y potencial del viento)

Punto. (área)	latitud	longitud	altitud	Velocidad media anual del viento(m/s)			Potencial anual del viento (W/m ²)		
	grados	grados	m	30 m	50 m	80 m	30 m	50 m	80 m
1	13.6181	-89.3773	956	6.50	7.32	7.66	574.0	843.8	1,010.2
2	13.7569	-89.9653	224	5.15	5.94	6.62	401.6	703.4	1,036.7
3	13.8403	-89.8079	1,796	8.20	8.52	8.69	1072.2	1,231.2	1,348.9
4	13.8727	-89.6875	1,925	6.61	7.42	7.94	485.1	707.0	899.1
5	13.8449	-89.6273	2,096	8.19	8.48	8.55	1,100.8	1,237.1	1,281.8
6	14.1134	-89.7245	1,318	8.22	8.87	9.33	806.0	1,013.6	1,193.8
7	14.4236	-89.3773	2,214	8.61	8.95	9.08	1,183.2	1,363.3	1,460.1
8	14.2477	-89.0069	1,266	7.26	7.81	7.96	1,029.6	1,287.6	1,402.6
9	14.1458	-88.9144	1,447	5.82	6.26	6.44	589.5	749.0	849.5
10	14.1273	-88.8773	1,178	5.96	6.30	6.47	591.6	708.8	794.9
11	14.1181	-88.8773	1,101	5.94	6.30	6.46	576.9	700.9	782.6
12	13.8727	-87.7986	1,001	6.75	7.56	7.98	636.4	911.5	1,103.1

(Fuente: Asociación Japonesa del Clima)

Tabla 7.1.6 Datos del potencial en los sitios (Weibull (c, k))

Punto (area)	Parámetro Weibull c			Parámetro Weibull k		
	30 m	50 m	80 m	30 m	50 m	80 m
1	7.05	7.91	8.20	1.33	1.30	1.25
2	5.46	6.13	6.70	1.16	1.07	1.00
3	8.72	9.06	9.26	1.36	1.33	1.29
4	7.12	7.90	8.39	1.49	1.45	1.43
5	8.80	9.02	9.13	1.27	1.29	1.28
6	9.05	9.73	10.22	1.69	1.68	1.66
7	9.03	9.39	9.56	1.37	1.32	1.29
8	7.33	7.90	8.01	1.10	1.07	1.04
9	5.89	6.30	6.45	1.10	1.07	1.04
10	6.20	6.54	6.69	1.15	1.13	1.10
11	6.21	6.60	6.71	1.16	1.14	1.11
12	7.09	7.92	8.33	1.34	1.31	1.26

(Fuente: Asociación Japonesa del Clima)

7.1.3.3 Comparación de Datos Monitoreados

La velocidad promedio anual del viento se calcula en base a la velocidad del viento cada hora y día en cada área de la malla. Además, la velocidad promedio anual del viento y el potencial eólico, corresponden, si no hay grandes diferencias, con la distribución de frecuencias. Además, en el área de las estaciones meteorológicas existentes, se compara el valor real con el valor calculado. Se considera que los valores calculados casi corresponden con los valores reales del año 2008.

Tabla 7.1.7 Cálculo y Monitoreo de datos

Código	Estación Meteorológica	Promedio Anual velocidad del viento (2008) (m/s)	Velocidad del viento calculada (m/s)	
		H = 10 m	H = 10 m	H = 30 m
4	Ilopango	4.6	3.5	4.6
31	La Union	2.9	3.4	4.5
32	San Miguel	2.0	2.4	2.7

(Fuente: Asociación Japonesa del Clima)

7.1.4 Recomendaciones

En el estudio, un mapa con el potencial eólico nacional de El Salvador fue preparado. Como resultado, el área con el potencial eólico en El Salvador se ha mostrado claramente.

1. Instalación del sistema 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.

7.2 Preparación de la Guía para la Promoción de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (menores de 20 MW)

La Guía para la promoción de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) menores a 20 MW se preparará a través de la discusión y del trabajo en colaboración con el CNE y el Equipo de Estudio de JICA. Las directrices solamente se elaborarán en español y fuera del informe final. La Guía incluirá: 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 de trabajo (formularios del procedimiento de concesión de SIGET y MARN).

7.2.1 Lineamientos Generales de la Guía

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 CO₂.
- B. Ser una referencia para la toma de decisiones del Gobierno, dentro del marco del plan general de desarrollo, y priorizar 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 desarrollo privado con respecto a procesos necesarios relacionados a los procedimientos de permisos ambientales del MARN, permisos de concesión del SIGET, etc.
- E. Evaluar 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 (Prefactibilidad) de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.
- F. Introducir métodos de operación y mantenimiento, incluyendo una lista de los repuestos necesarios.

La Guía incluirá los siguientes elementos:

- a. Introducción
- b. Procedimiento necesario para el desarrollo de PCH
- c. Formulación del plan y evaluación de proyectos de PCH
- d. Operación y mantenimiento (O&M) de proyectos de PCH
- e. Monitoreo del impacto ambiental
- f. Recomendaciones
- g. Anexos (formularios de concesión de la SIGET y formularios de permisos MARN)

7.2.2 Escenario de Referencia para las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en el Plan Indicativo

El Gobierno de El Salvador en la actualidad no tiene una meta oficial para el desarrollo de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. Según el pronóstico de la demanda del CNE y del “Plan Indicativo de la Expansión de la Generación de El Salvador 2012 – 2026” (CNE, 2011), el desarrollo de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas hasta el año 2026 se calcula en 20 MW como se muestra en la Tabla 7.2.1.

Tabla 7.2.1 Planes de expansión energética del CNE

Año	Proyecto	Potencia (MW)	Año	Proyecto	Potencia (MW)
2011	Expansión Ingenio El Ángel	15	2011	Expansión Ingenio El Ángel	15
2012	Contrato Xacbal	30	2012	Contrato Xacbal	30
2013	Expansión Ingenio La Cabaña	15	2013	Expansión Ingenio La Cabaña	15
2015	Hidroeléctrica Chaparral	66	2015	Hidroeléctrica Chaparral	66
	Optimización Geotérmica Ahuachapán.	5		Optimización Geotérmica Ahuachapán.	5
				Fotovoltaico - a	5
2016	Expansión hidroeléctrica 5 de Noviembre	80	2016	Expansión hidroeléctrica 5 de Noviembre	80
	Geotérmica Berlín, Unidad 6	5		Geotérmica Berlín, Unidad 6	5
	Ciclo Combinado Gas Natural -a	250		Ciclo Combinado Gas Natural -a	250
	Ciclo combinado Gas Natural -b	107		Ciclo combinado Gas Natural - b	250
				Pequeña Central Hidroeléctrica - a	10
2017	Central Geotérmica Chinameca	47	2017	Central Geotérmica Chinameca	47
	Geotérmica Berlín, Unidad 5	26		Geotérmica Berlín, Unidad 5	26
	Ciclo Combinado Gas Natural - b	143		Pequeña Central Hidroeléctrica - b	10
				Fotovoltaico - b	3
2019	Motores de media velocidad, gas natural	100		Parque Eólico	42
2020	Motores de media velocidad, gas natural	100		Térmico Solar Concentrado	50
2021	Motores de media velocidad, gas natural	100	2018	Fotovoltaico - c	10
2023	Ciclo combinado Gas Natural - c	250	2021	Motores de media velocidad, gas natural	100
2026	Ciclo combinado Gas Natural - d	250	2022	Ciclo combinado Gas Natural - c	250
				Cimarrón	261

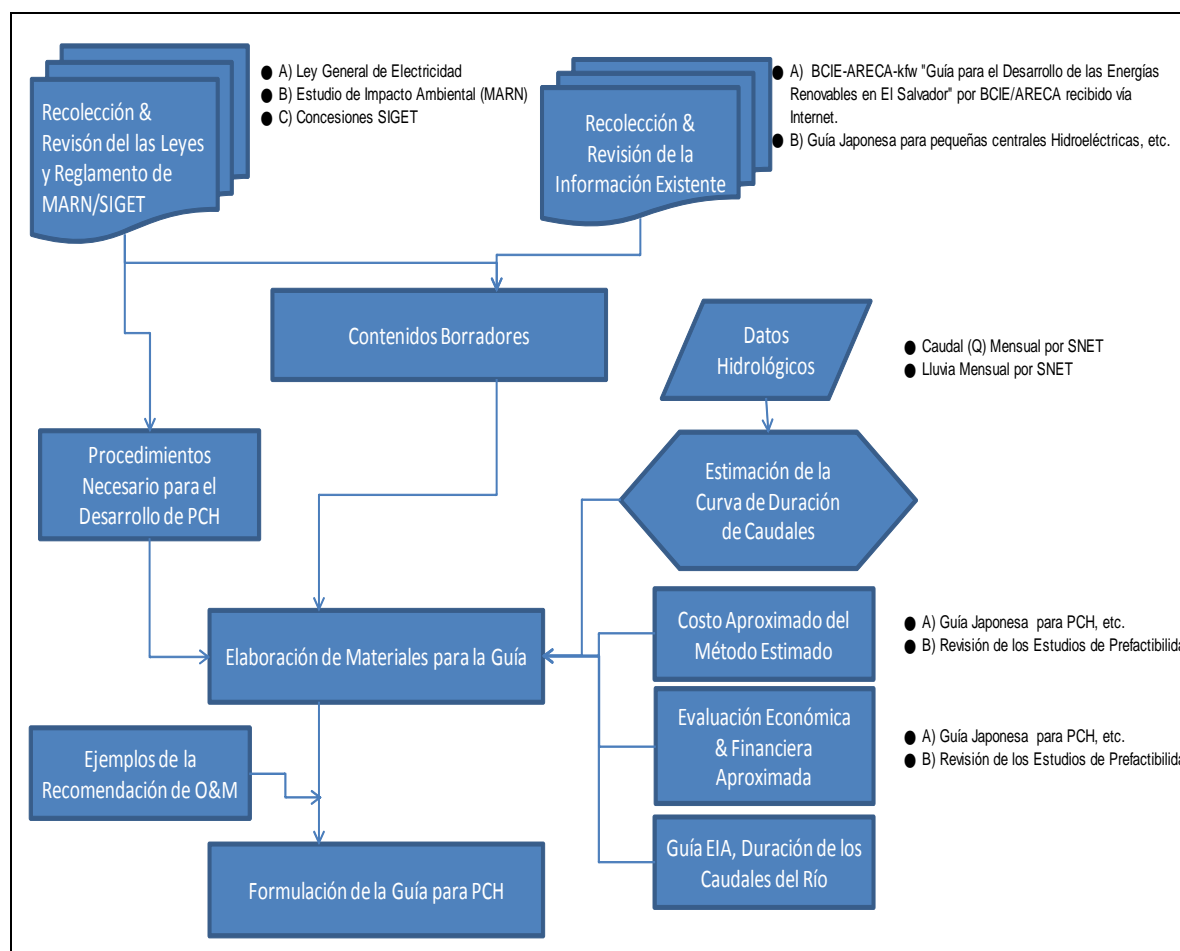
(Fuente: "Plan Indicativo de la Expansión de la Generación de El Salvador 2012 - 2026", CNE, 2011)

La meta de desarrollo de la capacidad de instalación de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas hasta el 2027 se discutirá con el CNE después de haber formulado el plan maestro preliminar. Actualmente, el objetivo temporal del desarrollo de la capacidad de instalación de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas se ha fijado en 20 MW en la Guía hasta el año 2027.

7.2.3 Guía para la Promoción de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

7.2.3.1 Consideraciones básicas sobre los Aspectos Técnicos

En la Figura 7.2.1 se muestran las consideraciones básicas sobre los aspectos técnicos de la Guía para la promoción de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. En la Tabla 7.2.2 se detalla el procedimiento que se utilizará para estimar los costos de inversión del proyecto de una pequeña central hidroeléctrica en las etapas iniciales, se utilizará el método de estimación de costos aproximados de La Guía Japonesa de Energía Hidroeléctrica. Además, 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, los cuales estarán anexados en la Guía como se muestra en la Figura 7.2.2 y la Tabla 7.3. 2



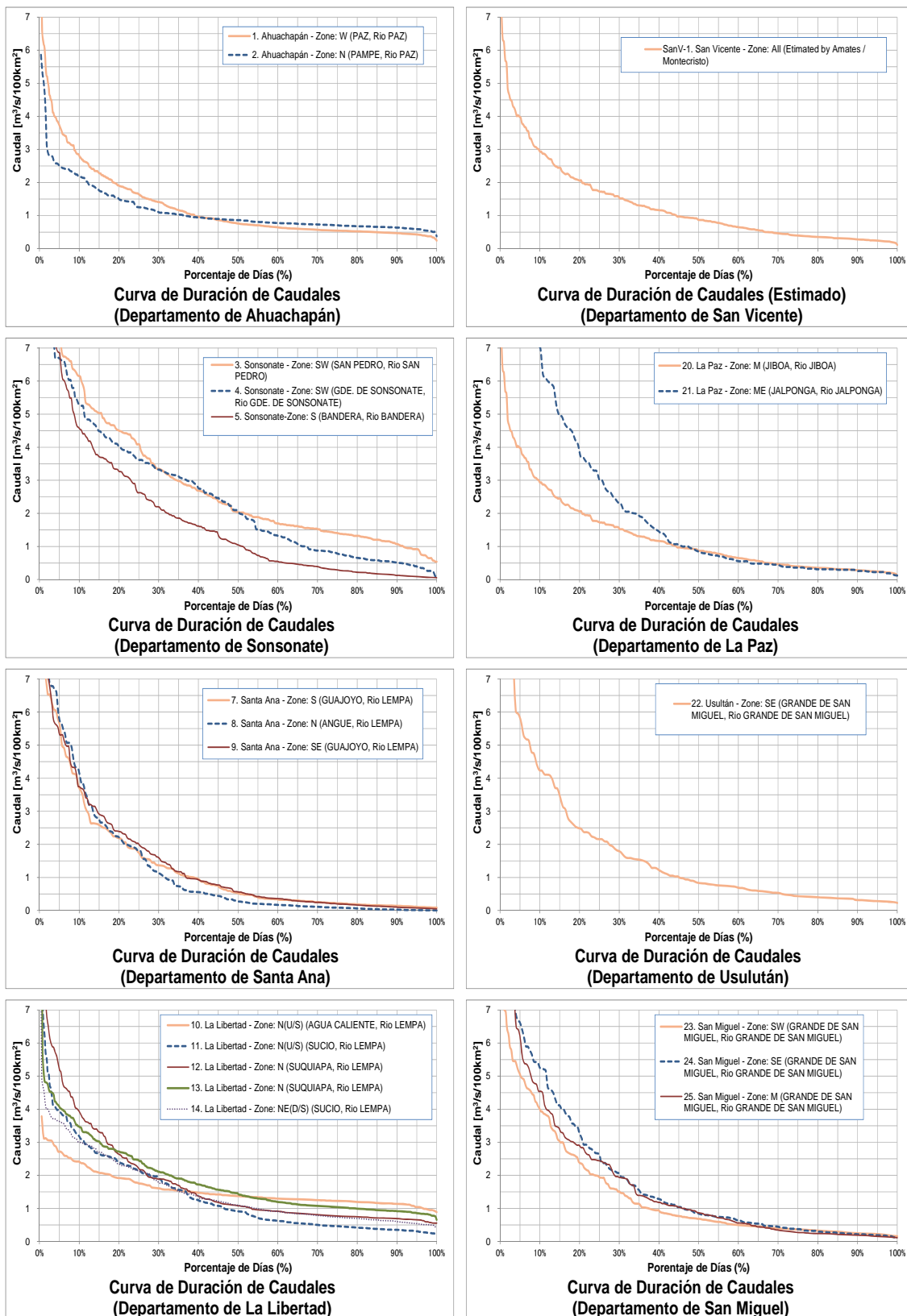
(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Figura 7.2.1 Flujograma de la formulación de Guía y aspectos técnicos relacionados

Tabla 7.2.2 Fórmula de estimación aproximada del costo de construcción de una PCH

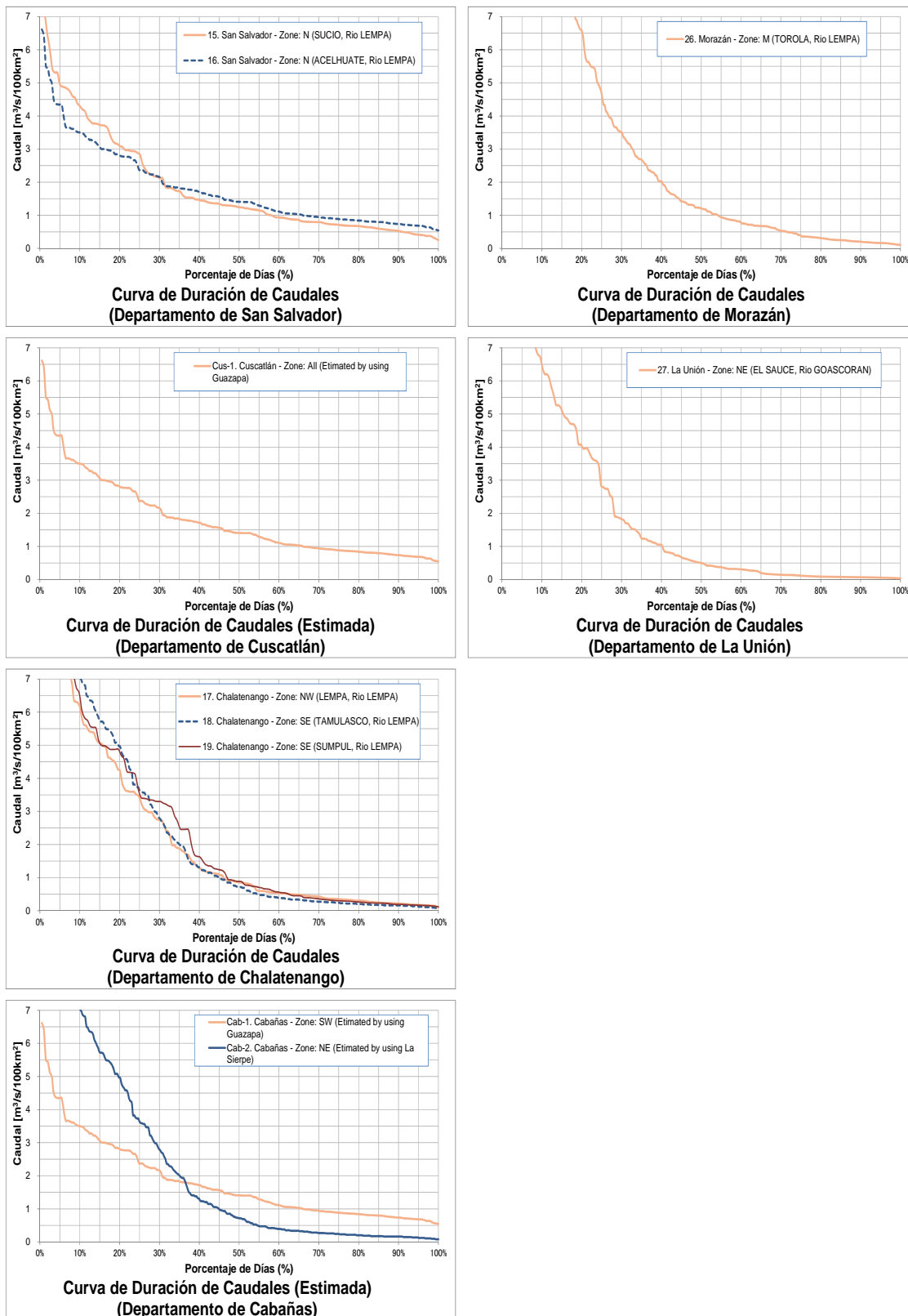
Ítems	Fórmula
Casa de máquina	Costo [x1000 US\$] = $0.084 * (P[\text{kw}])^{0.830} / 80$
Toma de entrada	$M_{\text{áx.}} = Q / \text{Factor de planta}$ $\{(H: \text{Altura de vertedero}[\text{m}])^2 * (L: \text{Longitud de vertedero} [\text{m}])\} = M_{\text{áx.}} * 198$ Volumen concreto [m ³] = $11.8 * (H^2 * L)^{0.781}$ Costo [mill.US\$] = $0.21 * (\text{Volumen concreto})^{0.866} / 80$
Obra de toma	[Q < 4.4 m ³ /s] Diámetro interior [m] = 1.8 m [Q >= 4.4 m ³ /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\$] = $12.8 * (P[\text{kW}] / \sqrt{H_e})^{0.648} / 80$

(Fuente: New Energy Foundation (NEF), Japan, "Medium and Small Hydroelectric Guidebook")



(Fuente: SNET, preparado por el equipo de estudio JICA))

Figura 7.2.2 Curva de duración de caudales por departamento (1/2)



(Fuente: SNET, preparado por el equipo de estudio JICA)

Figura 7.2.2 Curva de duración del caudal adimensional por departamento (2/2)

Tabla 7.2.3a Duración del caudal específico por departamento (1/2)

Promedio específico de Descarga [$m^3/s/100 km^2$] y duración de Procentaje de Dias por Departamento

No.	No.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Department	Departamento	Ahuachapán	Ahuachapán	Sonsonate	Sonsonate	Sonsonate	Sonsonate	Santa Ana	Santa Ana	Santa Ana	La Libertad	La Libertad	La Libertad	La Libertad	La Libertad	San Salvado	San Salvado
Zone	Zona	W	N	SW	SW	S	M	S	N	SE	N(U/S)	N(U/S)	N	N	NE(D/S)	N	N
Basin	Cuenca	PAZ	PAZ	SAN PEDRO	GDE. DE SONSONA	BANDERA	BANDERA	LEMPA	LEMPA	LEMPA	LEMPA	LEMPA	LEMPA	LEMPA	LEMPA	LEMPA	LEMPA
River	Río	PAZ	PAMPE	SAN PEDRO	GDE. DE SONSONA	BANDERA	CENIZA	GUAJOYO	ANGUE	GUAJOYO	AGUA CALIENTE	SUCIO	SUQUIAPA	SUQUIAPA	SUCIO	SUCIO	ACELHUA TE
Station	Estacion	LA HACHADURA	SAN LORENZO	LA ATALAYA	SENSUNA PAN	SANTA BEATRIZ	CONACAS TE HERRADO	SINGUIL	LOS PUENTES	SAN FRANCISCO	SAN ANDRES / E.N.A.	SAN ANDRES	LAS PAVAS	TACACHICO	EL JOCOTE	DESEMBO CADURA	GUAZAPA
Latitude	Latitud	13°51'34.3"	14°02'	13°37'	13°36'	13°36'	13°40'	14°07'	14°20'	14°02'	13°49'	13°48'	14°02'	13°59'	13°55'	14°02'	13°53'
Longitude	Longitud	90°05'17.1"	89°47'	89°50'	89°50'	89°44'	89°44'	89°36'	89°33'	89°30'	89°24'	89°24'	89°18'	89°20'	89°18'	89°16'	89°12'
El. [m]	Elevacion	30.16	507.53	3.20	1.77	24.03	148.87	615.37	427.21	393.88	445.02	440.85	264.57	288.24	321.70	245.06	320.84
C.A. [km ²]	Área drenaje	1,991.0	351.2	102.2	219.0	422.0	167.7	114.5	587.4	199.7	112.6	379.2	435.0	308.0	724.0	843.0	366.0
Obs.Period	Periodo de Observación	Apr.62-Oct.85, Jun.93-	Feb.60-Feb.85	Sep.68-Jun.88, Feb.90-	Jun.59-Oct.82	Jul.60-Jun.87	Feb.70-Sep.80, Jan.90-	Jun.69-Oct.85	May.59-Nov.85	Apr.61-Nov.86	Agos.65-Agos.91, Dec.81-	Apr.59 -	Oct.68-Sep.82, Mar.90-	Nov.60-Jul.87	Feb.67-Abr.87	Apr.60-Agos.74	67-68, 74-84
Duration\Duración [%]	Days of Year Dias	Descarga específica [$m^3/s/100km^2$]															
5%	18	3.750	2.548	7.221	6.708	6.872	4.609	5.790	6.027	5.533	2.718	3.966	5.402	4.104	3.649	5.302	4.344
10%	37	2.819	2.178	6.155	5.315	4.600	3.667	3.764	4.270	3.766	2.371	3.201	3.979	3.474	3.006	4.377	3.503
15%	55	2.294	1.765	5.039	4.493	3.725	3.381	2.594	2.785	2.954	2.034	2.661	3.333	3.029	2.728	3.760	3.074
20%	73	1.906	1.538	4.511	4.009	3.270	2.856	2.201	2.215	2.399	1.865	2.402	2.651	2.721	2.355	3.149	2.814
25%	91	1.654	1.256	4.090	3.658	2.628	2.600	1.782	1.820	2.033	1.696	2.136	2.237	2.471	2.131	2.881	2.377
30%	110	1.411	1.108	3.346	3.329	2.201	2.338	1.371	1.129	1.612	1.572	1.912	1.887	2.107	1.830	2.159	2.167
35%	128	1.173	1.039	2.994	3.132	1.855	2.212	1.144	0.735	1.172	1.501	1.582	1.699	1.906	1.532	1.732	1.839
40%	146	0.962	0.945	2.691	2.763	1.618	2.010	0.969	0.557	0.936	1.430	1.253	1.372	1.724	1.378	1.476	1.716
45%	164	0.869	0.897	2.427	2.466	1.436	1.860	0.751	0.446	0.771	1.385	1.076	1.184	1.571	1.231	1.357	1.566
50%	183	0.760	0.863	2.035	2.091	1.055	1.550	0.524	0.274	0.561	1.561	0.912	1.078	1.460	1.097	1.251	1.410
55%	201	0.708	0.812	1.888	1.516	0.727	1.389	0.419	0.201	0.421	1.510	0.730	0.959	1.299	0.999	1.157	1.301
60%	219	0.648	0.777	1.693	1.324	0.547	1.091	0.341	0.169	0.366	1.279	0.620	0.917	1.195	0.907	0.940	1.117
65%	237	0.601	0.752	1.614	1.100	0.467	0.877	0.306	0.145	0.290	1.226	0.554	0.851	1.123	0.840	0.870	1.030
70%	256	0.569	0.735	1.536	0.877	0.396	0.674	0.253	0.111	0.245	1.190	0.501	0.814	1.078	0.786	0.794	0.951
75%	274	0.544	0.706	1.409	0.790	0.294	0.501	0.218	0.089	0.200	1.296	0.464	0.768	1.039	0.738	0.719	0.891
80%	292	0.523	0.678	1.321	0.658	0.218	0.441	0.183	0.063	0.165	1.245	0.419	0.749	0.994	0.696	0.673	0.842
85%	310	0.499	0.658	1.204	0.584	0.175	0.376	0.157	0.039	0.130	1.194	0.382	0.713	0.951	0.649	0.600	0.798
90%	329	0.469	0.638	1.076	0.516	0.126	0.328	0.140	0.026	0.105	1.153	0.353	0.694	0.922	0.610	0.530	0.738
95%	347	0.432	0.592	0.920	0.402	0.092	0.286	0.114	0.012	0.075	1.122	0.309	0.655	0.860	0.543	0.414	0.689
100%	365	0.245	0.376	0.538	0.096	0.055	0.149	0.087	0.002	0.050	0.949	0.166	0.554	0.656	0.383	0.249	0.541

Fuente: Equipo de JICA. Preparada usando los Datos del Promedio Mensual de Descarga de Cada Estación Hidrológica por SNET

Tabla 7.2.3b Duración del caudal específico por departamento (2/2)

Promedio específico de Descarga [$m^3/s/100 km^2$] y duración de Procentaje de Dias por Departamento

No.	No.	Cus-1	17	18	19	Cab-1	Cab-2	SanV-1	20	21	22	23	24	25	26	27
Department	Departamento	Cuscatlán	Chalatenango	Chalatenango	Chalatenango	Cabañas	Cabañas	San Vicente	La Paz	La Paz	Usulután	San Miguel	San Miguel	San Miguel	Morazán	La Unión
Zone	Zona	All	NW	SE	SE	SW	NE	All	M	ME	SE	SW	SE	M	M	NE
Basin	Cuenca	Etimado	LEMPA	LEMPA	LEMPA	Etimado	Etimado	Etimado	JIBOA	JALPONG A	GRANDE DE SAN MIGUEL	GRANDE DE SAN MIGUEL	GRANDE DE SAN MIGUEL	GRANDE DE SAN MIGUEL	LEMPA	GOASCORAN
River	Río	Etimado	LEMPA	TAMULASCO	SUMPULO	Etimado	Etimado	Etimado	JIBOA	JALPONG A	GRANDE DE SAN MIGUEL	GRANDE DE SAN MIGUEL	GRANDE DE SAN MIGUEL	GRANDE DE SAN MIGUEL	TOROLA	EL SAUCE
Station	Estación	Etimado Usando la Estación Guazapa	CITALA	LA SIERPE	LAS FLORES	Etimado Usando la Estación Guazapa	Etimado Usando la Estación La Sierpe	Etimado Usando la Estación de Amates / Montecristo	AMATES / MONTECRISTO	LA CEIBA	LAS CONCHAS	VADO MARIN	MOSCOSO	VILLERIAS	OSICALA	EL SAUCE
Latitude	Latitud		14°22.1'	14°01.7'	14°02.7'				13°30.5'	13°31'	13°17'	13°18'	13°27.7'	13°31'	13°50'	13°40'
Longitude	Longitud		89°12.9'	88°56.5'	88°48.5'				88°59.5'	88°57'	88°25'	88°17'	88°09.2'	88°11'	88°09'	87°48'
El. [m]	Elevacion		701.63	344.18	174.33				68.21	98.34	7.47	19.78	76.02	87.43	277.40	71.79
C.A. [km ²]	Area drenaje		914.0	74.0	980.5				426.0	58.0	2,238.0	1,900.0	1,074.0	910.0	908.0	319.5
Obs.Period	Periodo de Observación	N.D.	May.72-Oct.82, Jul.90	May.74-Sep.85, Dec.93		N.D.	N.D.	N.D.	Jun.59-Mar.77, Sep.77-Aug.86	Jul.65-Sep.85	Jul.63-Jan.82	May.59-Apr.81, Jun.93-99, Apr. 2006-	May.64-Apr.81	70-79, 95-96, 2002-		
Duration\Duración [%]	Days of Year Dias	Descarga específica [$m^3/s/100km^2$]														
5%	18	4.344	7.911	9.108	8.129	4.344	9.108	3.993	3.993	9.052	5.943	5.069	6.620	6.407	13.326	9.718
10%	37	3.503	6.277	7.135	6.578	3.503	7.135	3.005	3.005	7.052	4.245	4.026	5.253	4.545	10.570	6.720
15%	55	3.074	5.098	5.743	5.119	3.074	5.743	2.451	2.451	4.966	3.677	3.051	4.113	3.434	8.283	5.205
20%	73	2.814	4.269	4.973	4.875	2.814	4.973	2.073	2.073	4.086	2.493	2.411	3.268	2.911	6.601	4.085
25%	91	2.377	3.488	3.635	3.685	2.377	3.635	1.734	1.734	3.017	2.158	1.975	2.628	2.440	4.792	2.836
30%	110	2.167	2.751	2.811	3.299	2.167	2.811	1.580	1.580	2.328	1.810	1.512	2.058	1.960	3.513	1.828
35%	128	1.839	1.895	2.041	2.707	1.839	2.041	1.310	1.310	1.983	1.538	1.137	1.547	1.396	2.694	1.380
40%	146	1.716	1.327	1.311	1.642	1.716	1.311	1.167	1.167	1.466	1.270	0.944	1.287	1.182	2.026	1.052
45%	164	1.566	1.111	1.014	1.260	1.566	1.014	0.974	0.974	1.069	1.028	0.770	1.039	1.038	1.432	0.701
50%	183	1.410	0.859	0.716	0.886	1.410	0.716	0.878	0.878	0.845	0.835	0.684	0.846	0.864	1.211	0.504
55%	201	1.301	0.602	0.486	0.705	1.301	0.486	0.782	0.782	0.724	0.758	0.593	0.743	0.725	0.954	0.376
60%	219	1.117	0.532	0.392	0.565	1.117	0.392	0.655	0.655	0.569	0.693	0.503	0.638	0.562	0.787	0.310
65%	237	1.030	0.486	0.338	0.452	1.030	0.338	0.566	0.566	0.483	0.603	0.453	0.540	0.443	0.677	0.194
70%	256	0.951	0.430	0.270	0.367	0.951	0.270	0.467	0.467	0.448	0.536	0.395	0.443	0.347	0.533	0.147
75%	274	0.891	0.350	0.243	0.300	0.891	0.243	0.399	0.399	0.362	0.432	0.363	0.372	0.274	0.400	0.122
80%	292	0.842	0.302	0.203	0.267	0.842	0.203	0.354	0.354	0.310	0.405	0.327	0.296	0.242	0.307	0.085
85%	310	0.798	0.247	0.176	0.230	0.798	0.176	0.315	0.315	0.310	0.368	0.297	0.256	0.216	0.249	0.078
90%	329	0.738	0.218	0.162	0.191	0.738	0.162	0.282	0.282	0.259	0.321	0.248	0.219	0.189	0.206	0.069
95%	347	0.689	0.174	0.135	0.168	0.689	0.135	0.245	0.245	0.224	0.285	0.223	0.189	0.157	0.164	0.056
100%	365	0.541	0.101	0.081	0.122	0.541	0.081	0.117	0.117	0.121	0.229	0.160	0.116	0.113	0.100	0.034

Fuente: Equipo de Estudio de JICA. Preparada usando los Datos del Promedio Mensual de Descarga de cada Estación Hidrológica por SNET

Para la estimación del caudal de diseño de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas es necesario conocer el área de la zona de captación [km^2] en el sitio de entrada propuesto, y de esa forma determinar el caudal [m^3/s] utilizando la curva de duración de caudales [$\text{m}^3/\text{s}/\text{km}^2$] por departamento, mostrado en la Tabla 7.2.3.

fórmula para estimar el caudal de diseño:

$$Q = A * Q_{sp}$$

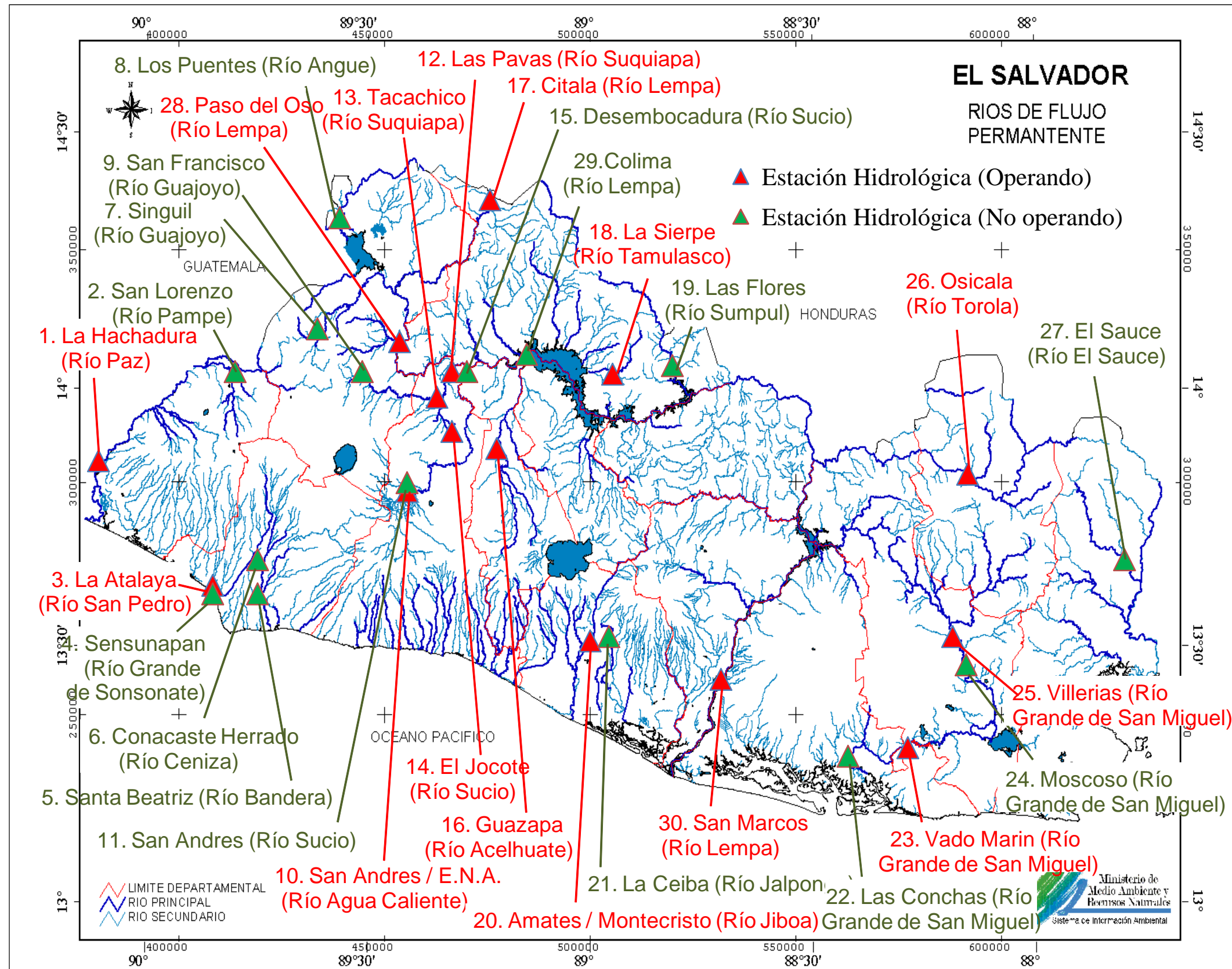
Q: Caudal en el sitio de entrada propuesto [m^3/s]

A: Área de cuenca hidrográfica [km^2]

Q_{sp} : Caudal específico de la zona (departamento) [$\text{m}^3/\text{s}/100\text{km}^2$]

El Mapa de Ubicación de Estaciones Hidrológicas de SNET se muestra en la Figura 7.2.3. La lista de Estaciones Hidrológicas y el período observado son mostrados en la Tabla 7.2.4. De 1985 a 1992 (durante la época de la guerra civil) fueron afectadas la mayoría de las estaciones y sus funciones fueron inconsistentes. Después de este período, algunas estaciones renovaron sus funciones. Las ubicaciones de las estaciones hidrológicas están distribuidas a lo largo del territorio nacional. Las estaciones hidrológicas 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.

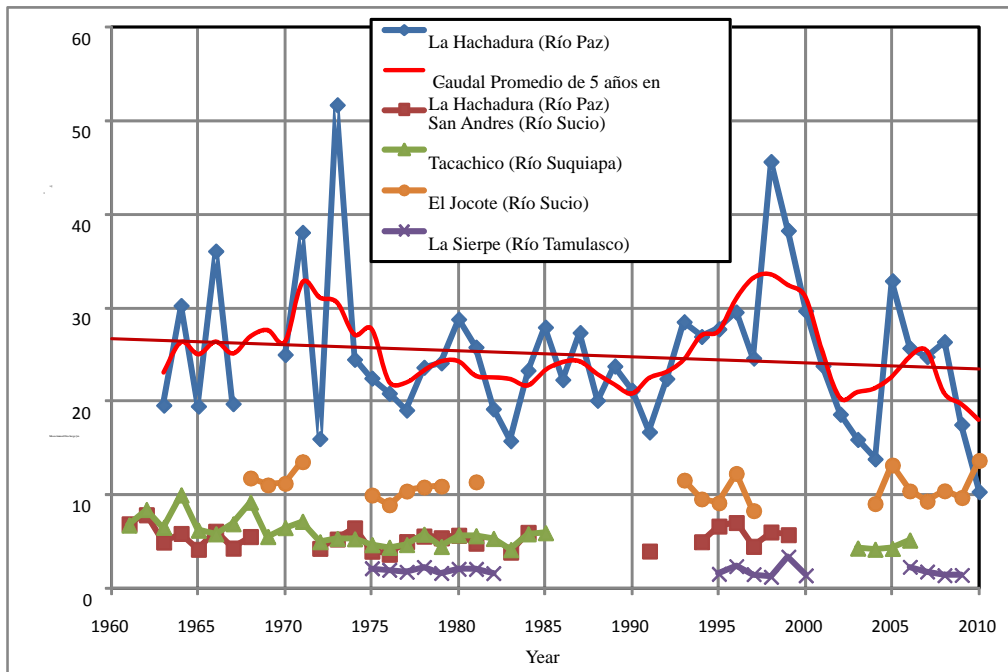
Para la planeación de las PCHs se necesitan los datos de los caudales de la estación más cercana. También, es necesario construir un sistema nacional de observación hidrológica y meteorológica lo más pronto posible.



(Fuente: Preparado por Equipo de Estudio de JICA basado en los datos de descarga mensual del SNET)

Figura 7.2.3 Mapa de Ubicación de Estaciones Hidrológicas por el SNET

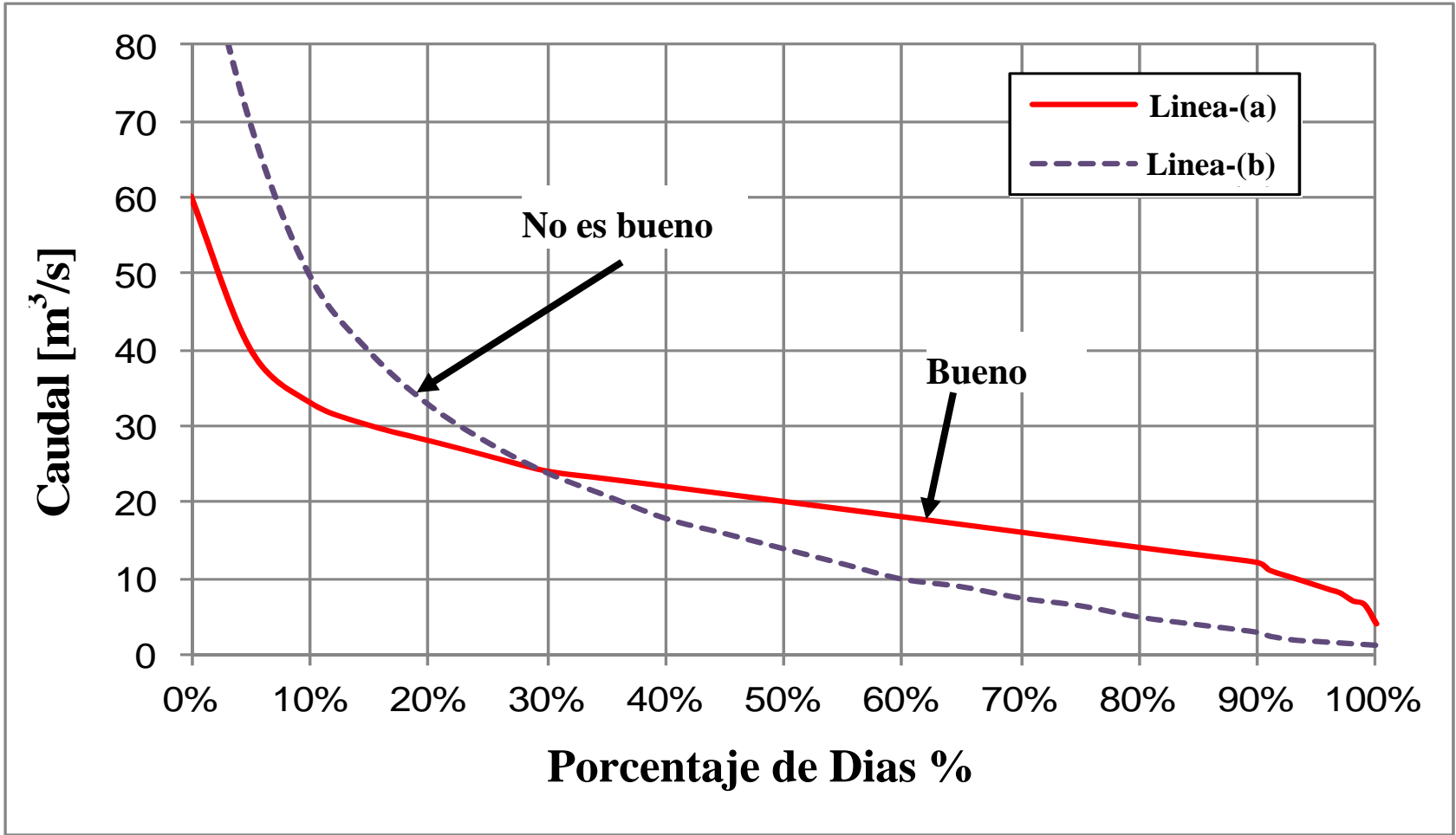
En la Figura 7.2.4 se muestra el caudal promedio anual de las estaciones hidrológicas principales. No hay una tendencia de fluctuación notable del caudal promedio anual en cada estación, sin embargo aparece una tendencia de disminución del caudal promedio anual en La Estación de La Hachadura en el Río Paz.



(Fuente: Preparado por el Equipo de Estudio de JICA basado en los datos de caudal medio mensual de SNET)

Figura 7.2.4 Caudal promedio anual a Largo Plazo en las Estaciones Hidrológicas Principales

Se desea 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 7.2.5 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. .



(Fuente: Equipo de estudio JICA)

Figura 7.2.5 Curva de Duración de Caudales Deseada para Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

7.2.3.2 Procedimientos relacionados a los aspectos regulatorios

Los procesos que existen actualmente son complejos, lo cual se convierte en una barrera en la introducción de nuevos proyectos por parte de los desarrolladores privados. Hacer procedimientos más sencillos agilizaría su introducción. Los procedimientos necesarios para el desarrollo de las PCHs presentados en la Guía para la Promoción de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, se enumeran a continuación:

- A. Resumen de la Ley General de Electricidad
- B. Resumen de la Ley del Medio Ambiente y la de Áreas Naturales Protegidas
- C. Procedimientos para el MARN/EIA (cómo obtener permisos del MARN y el estudio de impacto ambiental, descripción de los reglamentos y diagrama de flujo, concesión de aguas)
- D. Procedimientos para la SIGET (cómo obtener concesiones de la SIGET, descripción de los reglamentos y diagrama de flujo)
- E. Resumen de la *Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad*
- F. Procedimiento para obtener la compra o servidumbre de las tierras (del CNR, municipalidades, etc.)
- G. Procedimiento para conectarse a la red eléctrica de distribución o transmisión, según sea el caso: normada por SIGET y por las distribuidoras, costo de conexión a la red eléctrica.
- H. Procedimiento para obtener créditos de mecanismos de desarrollo limpio (MDL, Bonos de Carbono)
- I. Otros procedimientos necesarios (según sea el caso)

7.2.3.3 Contenido preliminar de la Guía de Promoción

El contenido preliminar de la Guía de Promoción, fue discutido y acordado entre el CNE y el Equipo de Estudio JICA dentro del primer período de estudio, en octubre de 2011. El contenido preliminar de guía es el siguiente:

Guía para el desarrollo de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en El Salvador

Tabla de contenido

1. Introducción

1.1 Propósito de la guía

1.2 Mercado de electricidad en El Salvador

1.3 ¿Por qué se necesitan PCHs?

1.4 ¿Qué son las PCH? Estimación de potencial ($P = 9.8 * H * Q * \eta$)

2. Procedimientos necesarios para el desarrollo de PCHs

2.1 Resumen de la Ley General de Electricidad

2.2 Resumen de la Ley de Medio Ambiente y de las Áreas Naturales Protegidas

2.3 Procedimientos para el MARN/EIA

2.4 Procedimientos para la SIGET

2.5 Resumen de la Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad

2.6 Procedimiento para la compra y servidumbre de las tierras

2.7 Procedimiento para conectarse a la red eléctrica

2.8 Procedimiento para obtener créditos de mecanismos de desarrollo limpio (MDL, Bonos de Carbono)

2.9 Otros procedimientos necesarios (según sea el caso)

3. Puntos clave para la formulación del plan y la evaluación de proyecto de PCHs

3.1 Flujo de trabajo del desarrollo del proyecto de PCHs

3.2 Estudio de pre factibilidad

3.2.1 Estudio topográfico

3.2.2 Estudio hidrológico (estimación del caudal de diseño mediante el uso de la curva de duración de caudales utilizando los datos estadísticos de las estaciones hidrológicas más cercanas)

3.2.3 Determinación del caudal ecológico del río

3.2.4 Determinación del caudal de diseño y la capacidad de instalación óptima

3.2.5 Determinación de costos estimados

3.2.6 Estimación de la producción anual de energía

3.2.7 Análisis económico y financiero (incluye el precio de venta de energía al mercado, Tasa Interna de Retorno, Valor Actual Neto, análisis costo/beneficio, etc.)

3.2.8 Evaluación de impacto ambiental (EIA)

4. Operación y mantenimiento (O&M) de una PCHs

4.1 Operación

4.2 Mantenimiento

4.3 Monitoreo del impacto ambiental

5. Recomendaciones

5.1 Observación hidrológica (artículos, incluye equipos)

5.2 Monitoreo ambiental (artículos, incluye equipos)

Anexos

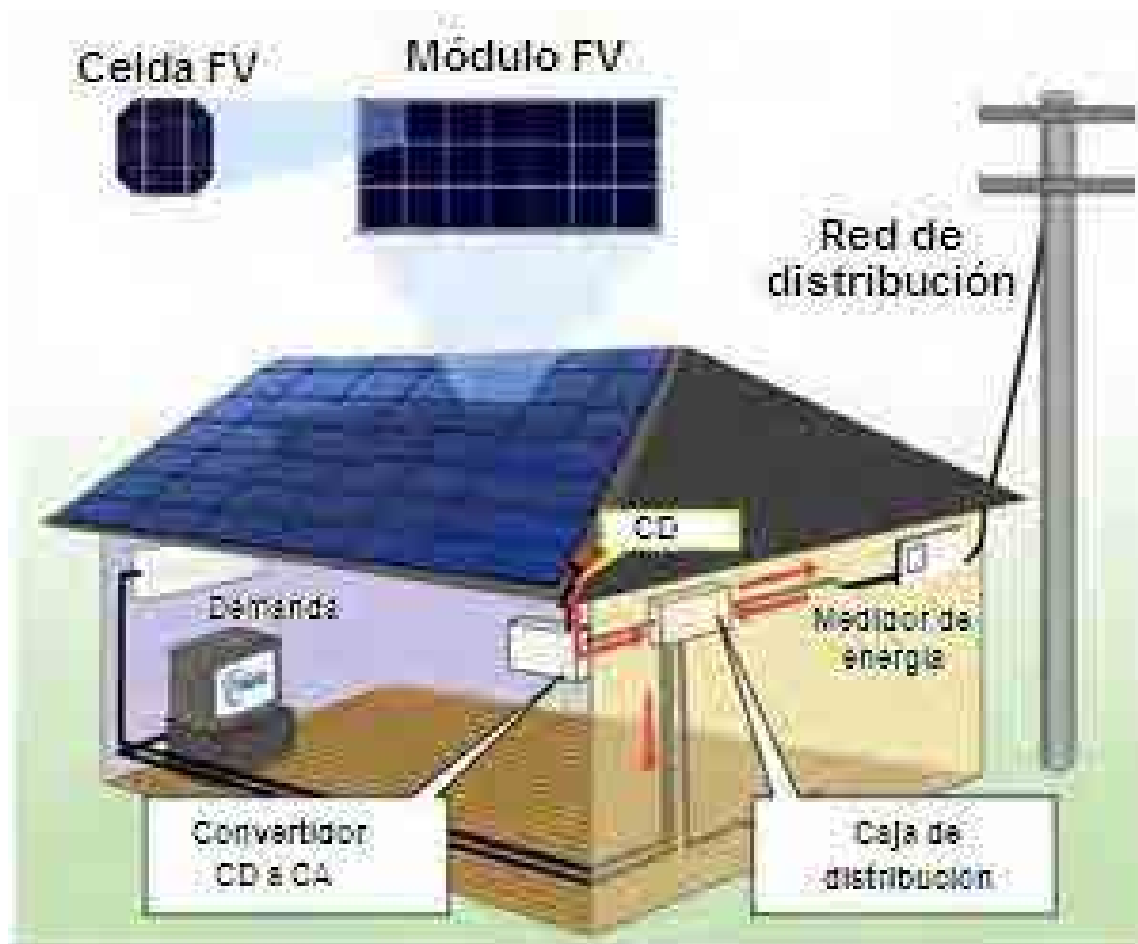
1. Formulario de procedimiento de concesión de la SIGET

2. Formulario de procedimiento del MARN (EIA)

3. Direcciones y teléfonos de contacto de las principales organizaciones (CNE, MARN, SIGET, MAG, SNET, etc.)

7.3 Análisis de los Sistemas Fotovoltaicos montados en techo en aéreas urbanas

Se espera que la energía solar Fotovoltaica (FV) pueda ser una fuente de energía que suministre electricidad de manera constante a la red eléctrica existente y que no solo se utilice para el consumo privado sino también para uso público. Por lo tanto, se deben revisar y examinar los aspectos técnicos, tales como las especificaciones y la infraestructura necesaria para llevar a cabo la conexión de la energía solar fotovoltaica a la red eléctrica. Se explica el concepto del mapa de ruta para la diseminación de los sistemas Fotovoltaicos para montaje en techo. La Figura 7.3.1 Muestra el concepto de un sistema Fotovoltaico para montaje en techo.



(Fuente: NEDO)

Figura 7.3.1 Concepto de un sistema Fotovoltaico montado en techo

7.3.1 Situación Actual y Perspectivas Futuras

7.3.1.1 Potencial

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

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

E_p : Producción de energía estimada (kWh/día)

H : Irradiación solar promedio (inclinación 15 grados) (kWh/m²/día)

K : Pérdidas totales del sistema

P : Capacidad del sistema solar fotovoltaico (kWp)

$$K=k1 \times k2 \times k3 \times k4 \times k5$$

k1: Variación anual promedio del factor de corrección solar de irradiación: 0.97

k2: Factor de corrección por deterioro de edad en el sistema FV: 0.95

k3: Factor de corrección FV por coincidencia de carga: 0.94

k4: Factor de corrección del circuito FV: 0.97

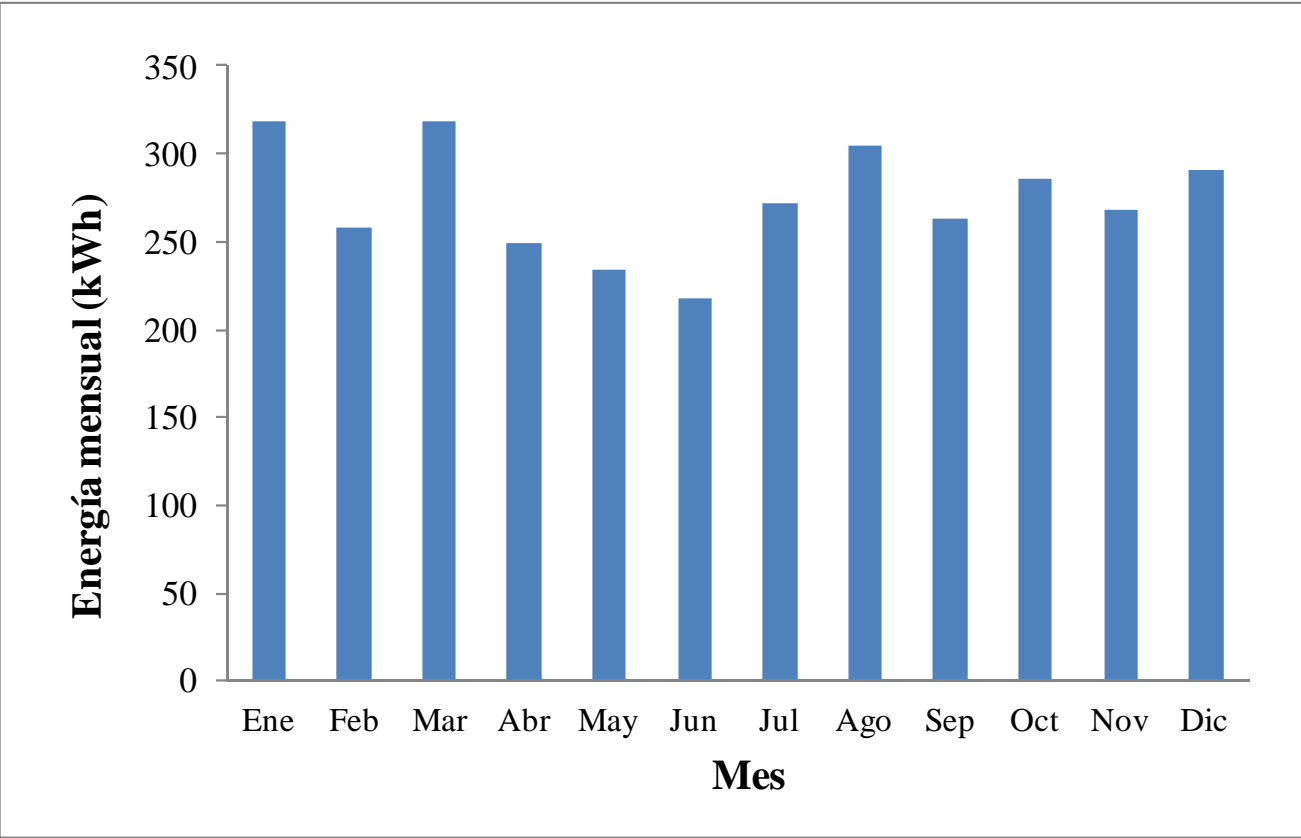
k5: Eficiencia del acondicionador de potencia: 0.90

La irradiación solar llega a valores tan altos como 5.3 kWh/m²/día de promedio horizontal anual en El Salvador, especialmente en los alrededores del área metropolitana de San Salvador. Por lo tanto, los sistemas solares fotovoltaicos para montaje en techo, pueden ser una de las mejores opciones para suministrar electricidad en el área urbana. La Tabla 7.3.1 y la Figura 7.3.2, muestran la irradiación solar mensual que se monitorea en CEL y la producción estimada de energía para un sistema FV montado en techo de 2 kW.

Tabla 7.3.1 Producción mensual de energía estimada en San Salvador (2 kW)

Mes	Dias	Irradiation angl 15 (kWh/m ² -day)	Ambient Temp (°C)	2 kWp	
				Power Output (kWh/day)	Energía mensual (kWh/Mo)
Ene	31	6.80	25.4	10.3	319
Feb	28	6.10	26.0	9.2	258
Mar	31	6.80	26.3	10.3	319
Abr	30	5.50	26.8	8.3	250
May	31	5.00	26.1	7.56	234
Jun	30	4.80	25.6	7.3	218
Jul	31	5.80	26.0	8.8	272
Ago	31	6.50	25.9	9.8	305
Sep	30	5.80	25.2	8.8	263
Oct	31	6.10	25.2	9.2	286
Nov	30	5.90	25.5	8.9	268
Dic	31	6.20	25.4	9.4	291
Average	365	5.94	25.8	9.0	273

(Fuente: Equipo de estudio JICA)



(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Figura 7.3.2 Energía mensual producida en el área Metropolitana de San Salvador (2 kW)

7.3.1.2 Estimación del precio e instalación de un sistema FV

La irradiación solar es alta en El Salvador, sin embargo, el costo de un sistema solar fotovoltaico para montaje en techo todavía es demasiado caro como para que los usuarios particulares lo puedan comparar con la tarifa eléctrica actual. Se estudió el rango de precios actual para un sistema solar fotovoltaico montado en techo con una capacidad de 2kW en San Salvador, y el resultado fue el siguiente:

Sistema Fotovoltaico Montado en Techo (2kW): US\$ 8,500- US\$ 10,050(más IVA)

(Incluye: módulos fotovoltaicos para 2kW, inversor de 2kW (120VCA), estructura de montaje, accesorios eléctricos, mano de obra. Fuente de precios: DelSol Energy y Tecnosolar, Feb.2012))

La tabla 7.3.2 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. Existen pocas empresas relacionadas con la comercialización de la energía solar fotovoltaica en El Salvador.

Tabla 7.3.2 Sistemas fotovoltaicos conectados en la red de El Salvador

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

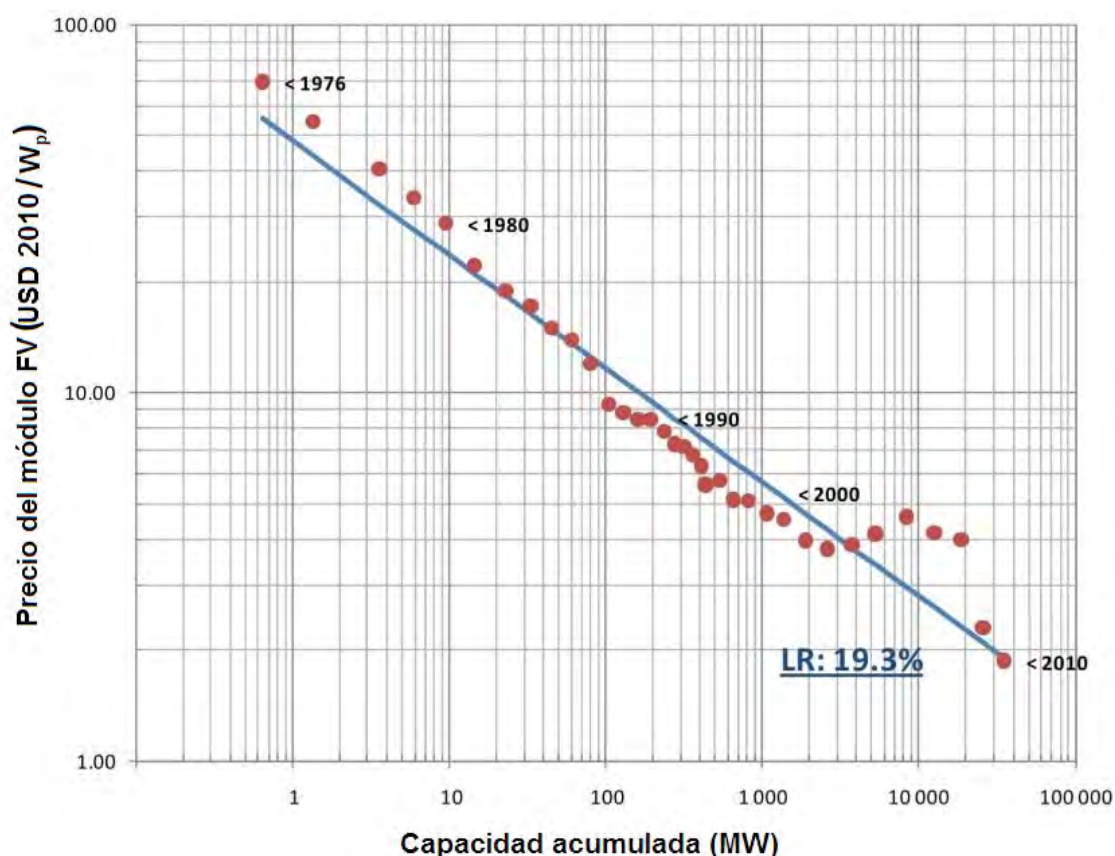
(Fuente: Preparado por el Equipo de Estudio JICA basado en información del CNE)

7.3.2 Tendencias del costo FV

Los sistemas fotovoltaicos para montaje en techo, se difundirán a través de un enfoque basado en el mercado, por lo que su precio debe ser competitivo comparado con la tarifa de energía. La tendencia de los costos de los sistemas fotovoltaicos en el pasado y la tendencia de los costos esperados en el futuro, se resumen a continuación:

7.3.2.1 Tendencias del costo en el pasado

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, el costo y los esfuerzos en el desarrollo, así como los importantes logros en los procesos de fabricación. La siguiente figura (7.3.3) muestra la caída de los costos de los módulos fotovoltaicos.



(Fuente: Mercados de energía Renovable y Prospectos por Tecnología, IEA)

Figura 7.3.3 Caída de costos para los módulos FV (1976 - 2010)

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.

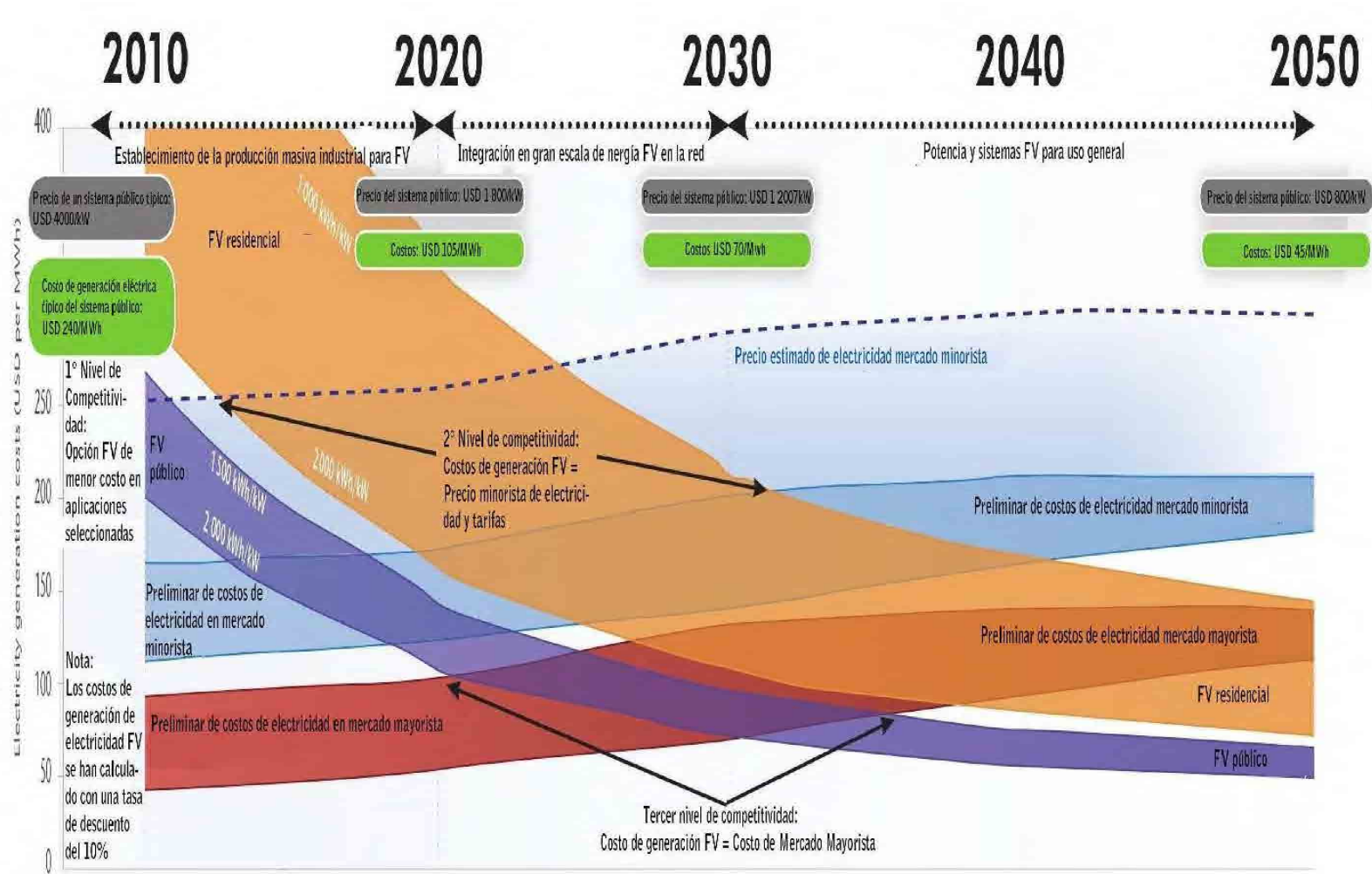
7.3.2.2 Tendencias Futuras esperadas en el costo de los sistemas FV

La tabla 7.3.3 muestra el Mapa de Ruta del desarrollo tecnológico para la energía solar fotovoltaica que prepara la Organización para el Desarrollo de Nuevas Energías y Tecnología Industrial (*New Energy and Industrial Technology Development Organization*, NEDO, por sus siglas en inglés) de Japón. El objetivo del Mapa de Ruta es mostrar la disminución en el costo de la generación eléctrica mediante la mejoría tanto en la eficiencia de conversión del módulo como en la capacidad de generación. La figura siguiente muestra el Mapa de Ruta para la tecnología solar FV preparado por la IEA (*International Energy Agency*, por sus siglas en inglés). Ambas organizaciones analizaron la reducción del costo de producción de la energía solar FV. NEDO asume que el costo de producción de energía será de US\$ 0.18/kWh para el año 2017, y la IEA asume que el costo será de US\$ 0.105/kWh para el año 2020.

Tabla 7.3.3 Mapa de ruta para la tecnología fotovoltaica (NEDO)

Meta		2010 o después	2017	2025	2050
Costo de generación de energía		Equivale a una tarifa doméstica de electricidad (US\$0.29/kWh)	Equivale a una tarifa comercial de electricidad (US\$0.18/kWh)	Equivale a una fuente general de energía (US\$0.09/kWh)	Equivale a una fuente general de energía (US\$0.09/kWh)
Eficiencia de conversión del módulo (nivel de lab.)		Comercial: 16% (Lab: 20%)	Comercial: 20% (Lab: 25%)	Comercial: 25% (Lab: 30%)	Desempeño ultraalto: 40% y mayor
Producción (GW/ año)	para Japón	0.5 a 1 GW	2 a 3 GW	6 a 12 GW	25 a 35 GW
	para el extranjero	a 1 GW	a 3 GW	30 a 35 GW	a 300 GW
Aplicaciones principales		Domicilios de una familia, instalaciones públicas	Domicilios de una o múltiples familias, instalaciones públicas, oficinas, etc.	Domicilios de una o múltiples familias, instalaciones públicas, uso de los consumidores, carga de vehículos eléctricos, etc.	Uso de los consumidores, industrias, transporte, agricultura, sistemas autónomos, etc.

(Fuente: Preparado por el Equipo de Estudio JICA basado en información de "Roadmap of solarPV (PV2030+): NEDO")



(Fuente: Technology roadmap, Solar Photovoltaic; IEA)

Figura 7.3.4 Mapa de ruta para los módulos 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.

La mejora en la eficiencia económica y en la reducción de los costos de generación, son los puntos más importantes para el amplio uso de la energía solar fotovoltaica. Para lograr esto, es necesario desarrollar tecnologías de producción de alto rendimiento y de bajo costo en los módulos fotovoltaicos y los componentes del sistema. La siguiente tabla muestra la meta en el costo de producción de la industria fotovoltaica japonesa.

Tabla 7.3.4 Meta en el costo de producción de la industria fotovoltaica japonesa

Año meta	2017	2025	2050
Costo de generación (Yen/kWh)	14	7	<7
Costo de generación (US\$/kWh)	0.18	0.09	<0.09

(Fuente : Preparado por el Equipo de Estudio JICA basado en información de "Roadmap of solarPV (PV2030 +) : NEDO")

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 con el subsidio del gobierno y con el esquema Feed in Tariff. En Japón, la cantidad de sistemas es alrededor del 0.55% de la población nacional. En El Salvador, ese valor de proporción se estima más bajo debido a la falta de subsidio por el gobierno y por la falta de un esquema Feed in Tariff. Basados en el estimado de proporción de sistemas FV y en la población, se ha tomado el 0.005% para los años 2012 a 2016; 0.01% para los años 2017 a 2021, y el 0.1% para los años 2022 a 2026. La siguiente Tabla muestra el Plan:

Tabla 7.3.5 Plan Maestro para Módulos FV (Montados en techo)

	Capacidad Instalada(MW)	Energía Producida (GWh/año)
2012 al 2016	0.09 ^{*1}	0.15
2017 al 2021	0.18 ^{*2}	0.31
2022 al 2026	1.8 ^{*3}	3.05

*1: 2012 al 2016: $6,200,000 \times 15\% \times 0.005\% \times 2\text{kW} = 93 \text{ kW}$

*2: 2017 al 2021: $6,200,000 \times 15\% \times 0.01\% \times 2\text{kW} = 186 \text{ kW}$

*3: 2022 al 2026: $6,200,000 \times 15\% \times 0.1\% \times 2\text{kW} = 1860 \text{ kW}$

Este 15% representa la proporción de viviendas urbanas con energía eléctrica.

(Fuente: Equipo de estudio JICA)

7.3.3 Problemas y contramedidas para los Aspectos Técnicos

La generación de energía producida por los paneles fotovoltaicos no es estable y fluctúa dependiendo de las condiciones climáticas. Los problemas y las contramedidas son examinados desde el punto de vista de la calidad de la energía y de la instalación.

7.3.3.1 Problemas y contramedidas para mantener la calidad de la energía.

A. Sobre y Bajo Voltaje

El excedente de electricidad fluirá 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 a medida que avanza hacia el final. En la medida que la inyección de la energía fotovoltaica aumenta en una red de poca capacidad, el voltaje podría exceder el límite superior; este problema se llama sobre voltaje. En cierta medida, es posible controlar el voltaje de línea reduciendo el voltaje enviado desde el transformador. Sin embargo, esto puede causar un bajo voltaje en las líneas vecinas. El sobre voltaje y el bajo voltaje podrían ocasionar un impacto negativo tanto en los equipos de suministro como en la carga.

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. El sobre voltaje puede evitarse completamente con esta tecnología. 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 como contramedida. Por lo tanto, es necesario confirmar la capacidad total del sistema FV que está conectado a la red.

B. Harmónicos

El inversor convierte Corriente Directa (DC de sus siglas inglés) en Corriente alterna (AC de sus siglas en inglés) a través de un circuito de conmutación de semiconductores, pero la onda AC obtenida de los dispositivos no será una onda sinusoidal perfecta.

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 inglés). 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.

Por lo tanto, los problemas de armónicos es un aspecto técnico solventable, pero es necesario reemplazar en aquellas instalaciones fotovoltaicas equipadas con modelos antiguos de inversores, por inversores que contengan PWM.

C. Operación en isla no intencional

La operación en isla no intencional es un fenómeno eléctrico en el que los sistemas fotovoltaicos de una determinada red, continuarán suministrando energía, incluso después de que la red está desconectada. Los sistemas fotovoltaicos están diseñados para desconectarse de la red inmediatamente si se detecta una anomalía en la calidad de la energía. Sin embargo, si por casualidad la energía generada a partir de los

sistemas fotovoltaicos y la que consume la carga son idénticas, los sistemas fotovoltaicos no serán capaces de detectar la conexión en isla no intencional y continuar suministrando energía.

Es necesario tomar en cuenta la operación en isla no intencional, aunque tenga un a mínimo de impacto en la operación de la línea.

7.3.3.2 Problemas y Contramedidas para la instalación

Antes de iniciar la instalación de un sistema FV conectado a la red, es esencial realizar un estudio del sitio. Esto nos permitirá evaluar las siguientes condiciones básicas para el sistema FV.

Tabla 7.3.6 Lista de verificación para sistemas FV montados en techo

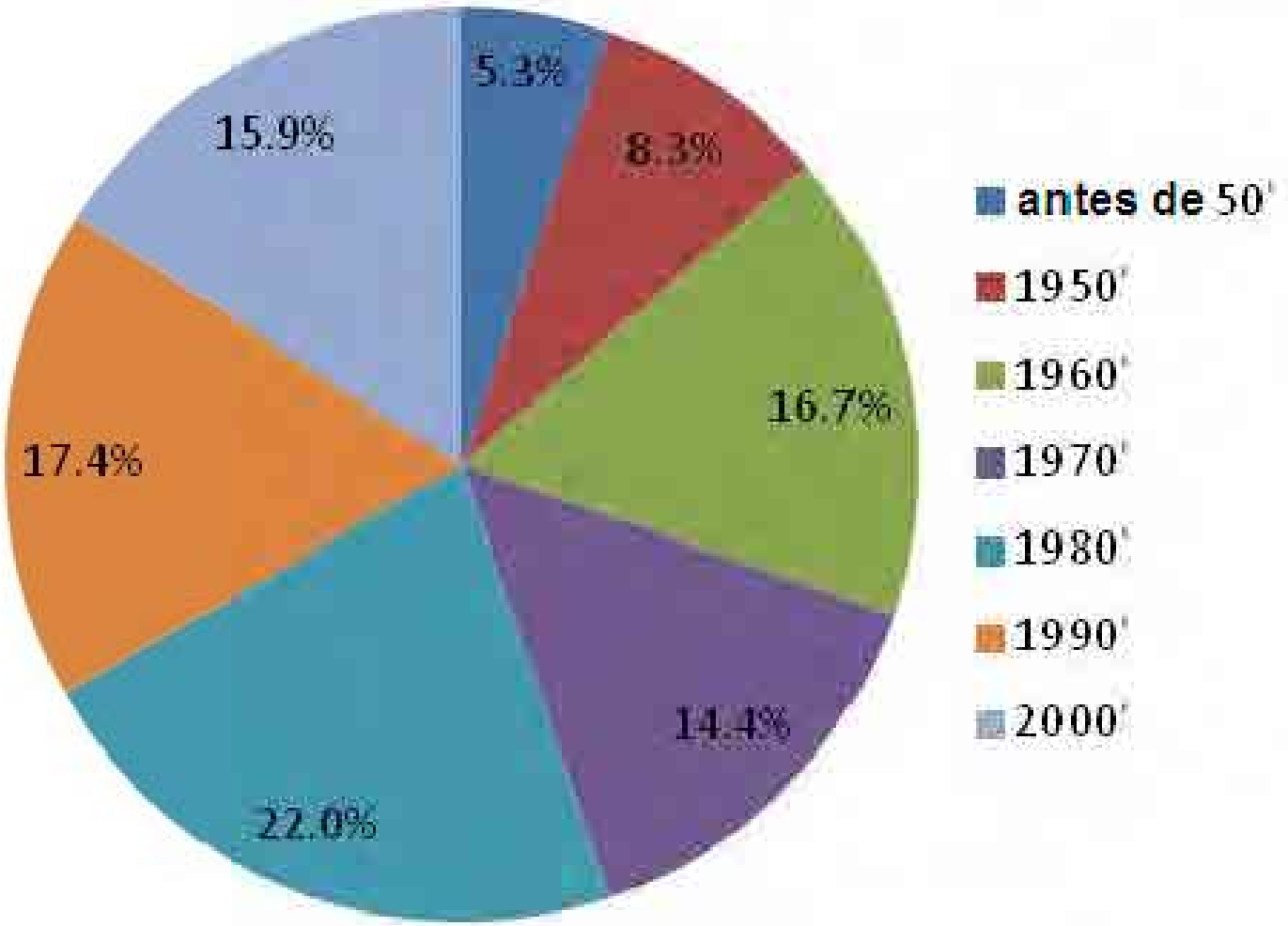
1	Deseos del cliente con respecto al tipo de módulo, concepto del sistema y método de instalación
2	Potencia FV deseada o potencia de salida deseada del sistema FV
3	Techo utilizable, espacio abierto
4	Orientación y ángulo de inclinación
5	Forma del techo, estructura del techo, sub estructura del techo y tipo de techado
6	Datos sobre las sombras
7	Sitios de instalación de las cajas de conexión/unión FV, aislamiento e inversor.
8	Tablero de medidor y espacio para medidores extras
9	Longitud de cables, rutas de cableado y métodos de ruteo
10	Acceso, particularmente cuando se requiera equipo para la instalación del grupo FV, (grúa, andamios, etc.)

(Fuente: Planning & Installing Photovoltaic System)

A. Examen riguroso de las estructuras de los edificios

Para la instalación de un sistema fotovoltaico montado en techo, las formas de los techos no son tan importantes; sin embargo la dirección de la pendiente, el ángulo y la estructura de las casas sí lo son. El peso total de los módulos FV junto con la estructura de soporte del sistema para una potencia de 3 kW es de unos 330kg. Los instaladores deben revisar bien la estructura cuando la instalación se haga en una casa antigua. Por lo tanto, es más fácil instalar los sistemas fotovoltaicos en los techos de los edificios nuevos.

Se han estudiado al azar las condiciones actuales de los edificios en 132 escuelas públicas en el departamento de San Salvador. Como resultado, alrededor del 66.7 % de los edificios escolares fueron construidos para 1980 o antes. La figura siguiente muestra el porcentaje de esos edificios según el año de construcción.



(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Figura 7.3.5 Porcentaje de edificios de escuelas públicas según año de construcción

Tal como se mencionó antes, hay una gran cantidad de edificios antiguos. Pero en cuanto al edificio objetivo para instalar un sistema FV montado en techo, será necesario un mantenimiento estándar, una evaluación rigurosa de la estructura, y la capacitación de las personas u organizaciones que lleven a cabo la evaluación.

B. Sombras

Idealmente, los sistemas FV deberían instalarse en lugares libres de sombras. Sin embargo, los sistemas FV montados en techo conectados a la red, a menudo se instalan aun cuando existan algunas sombras. Es necesario constatar y evitar la existencia de sombras tal como se describe en la siguiente tabla

Tabla 7.3.7 Clasificación de las sombras

Tipo de sombra	Descripción
Sombra temporal	El sombreado temporal típico incluye factores tales como hojas, excremento de pájaros y otros tipos de suciedad. Para ángulos de inclinación mayores a 12° es suficiente usualmente la auto limpieza de hojas y suciedad sobre los módulos FV.
Sombra resultante de la ubicación	El sombreado resultante de la ubicación considera todo sombreado alrededor del arreglo FV. Se incluyen los sombreados de edificios y árboles. Debe tomarse en cuenta el crecimiento de árboles y la vegetación.
Sombra resultante de los edificios	El sombreado resultante de los edificios involucra sombras directas. Debe ponerse atención a chimeneas, antenas, conductores de alumbrado, discos satelitales, etc.
Auto sombreado	El auto sombreado puede ser causado por la fila de módulos fotovoltaicos instalados al frente. El requerimiento de espacio y las pérdidas por sombras pueden minimizarse al optimizar la distancia entre filas y el ángulo de inclinación de los módulos.
Sombra directa	El sombreado directo puede causar grandes pérdidas de energía. Entre más cerca se encuentre el objeto que causa la sombra, tanto más oscura será la sombra, ya que el módulo será impactado por un núcleo de sombra. El núcleo de sombra proyectado por un objeto cercano reduce la energía incidente sobre la celda en aproximadamente 60 a 80 %.

(Fuente: Planificación e instalación de sistemas fotovoltaicos)

C. Confirmación con el cliente.

Es importante establecer si el edificio es adecuado para poder instalar los sistemas FV. Una rigurosa investigación inicial evita los errores en la planificación y en los cálculos de la cotización que sea preparada. Los trabajos de instalación para el sistema FV, las condiciones del sitio, las rutas del cableado, el cableado, y las modificaciones en el tablero de medición, serán mejor estimados si se consulta con el cliente. Además, es importante conocer el presupuesto disponible del cliente ya que será decisivo para dimensionar el sistema.

7.3.4 Temas previstos para la futura introducción.

La capacidad para instalar los sistemas fotovoltaicos, estimulada por las políticas de apoyo en un número relativamente pequeño de países, ha sido rápida y acompañada de impresionantes reducciones en los precios. Los sistemas FV tienen ahora un costo competitivo para algunos sistemas aislados. Si la

capacidad de producción de los sistemas fotovoltaicos continúa creciendo, se espera competir con los precios de la electricidad en el mercado minorista, y finalmente, con los precios en el mercado mayorista, dentro de 10 ó 20 años. Este cambio abriría las posibilidades para la diseminación de ésta tecnología en mayor cantidad de países. Pero en la actualidad, las aplicaciones de la tecnología FV no tienen un costo competitivo. Si los mercados son para crecer, entonces los incentivos económicos tienen que establecerse. La experiencia demuestra que los esquemas *Feed In Tariff* son herramientas eficaces; sin embargo, se debe tener cuidado en el diseño detallado de la política a fin de evitar que los mercados se salgan de control, cuando los costos se reducen más rápido que las políticas de los legisladores.

Esta tendencia potencial debe ser vista como un problema estimulado por la ventaja de una reducción gradual de los costos de los sistemas FV combinada con una política de incentivos de reacción lenta que haría del negocio algo muy exitoso, generando inconvenientes en la aplicación de políticas de incentivos. Si se aprovecha la enseñanza acumulada de esta política, sería posible diseñar políticas que estimulen efectivamente la capacidad y la generación de una manera predecible mientras que se limita la política de costos a un nivel asequible. Dichas políticas deben ser capaces de reaccionar tan rápido como las circunstancias lo ameriten.

7.3.4.1 Problemas y contramedidas de aspectos Institucionales

A. Tarifas FIT (Feed in Tariff)

El concepto de tarifas FIT es simple, ya que permite la conexión de las energías renovables a la red eléctrica existente y se especifica el precio que se paga por ellas. Dos enfoques han surgido para determinar el precio por kWh: uno es un sistema de ofertas o de licitaciones y el otro utiliza un precio fijo.

B. Certificados verdes comercializables, (TGC)

Los sistemas TGC se basan en la idea de separar la energía real y su “verdosidad”: La energía es vendida en el mercado normal. Por otra parte, las empresas generadoras renovables pueden vender un certificado que representa un cierto monto de energía renovable generada.

C. Portafolio de energías renovables (Renewable Energy Portfolio Standard o RPS).

Un portafolio de energías renovables asegura que se incluya una cantidad mínima de energía renovable dentro del portafolio de recursos eléctricos.

D. Préstamos blandos y garantías.

Similarmente, las líneas de préstamos blandos y garantías de préstamo o reaseguro de garantías otorgados por los gobiernos locales, pueden reducir el costo de los préstamos privados y por lo tanto mejora la economía del proyecto.

E. Esquemas de licitación

Bajo un esquema de licitación, una autoridad regulatoria anuncia su deseo de instalar una cierta capacidad de tecnología o grupos de tecnologías. El desarrollador del proyecto entonces solicita construir el proyecto y fija el precio al cual está dispuesto a desarrollar. Las bases de licitación comúnmente

contienen los requisitos específicos (por ejemplo, participación de fabricantes locales, detalles de especificaciones técnicas, precio máximo por unidad de energía, etc.). El licitante con la oferta más baja es seleccionado y procede a ejecutar el proyecto. Por lo general, las partes firman un contrato de largo plazo, (Acuerdo de compra de energía). En la licitación las partes facilitan y superaran conjuntamente los obstáculos económicos. Los licitantes establecen una garantía, que al menos en teoría, asegura que los ingresos recuperen los costos de inversion.

7.3.4.2 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. La siguiente tabla muestra las condiciones actuales de los cursos sobre energías renovables en esas universidades. En El Salvador, los recursos humanos en tecnologías renovables son limitados, tanto en profesores como en estudiantes.

Tabla 7.3.8 Situación Actual de las Universidades en El Salvador

No.	Universidad	No. de estudiantes graduados en Energías Renovables. (Incluyendo grado de maestría).	No. de profesores en renovables.		Asignaturas en energías renovables.	Investigaciones y proyectos en ejecución durante 2011.
			Eléctrica	Mecánica		
1	Universidad Centro Americana "José Simeón Cañas" (UCA)	20/año	1	2	Energías renovables.	1- Biomasa de Madera como una fuente alterna de energía. 2- Monitoreo del viento en el campus.
2	Universidad de El Salvador (UES)	3/año	4	-	1- Sistemas foto voltaicos. 2- Sistemas de generación. 3- Eficiencia energética.	1- Laboratorio de aplicaciones foto voltaicas. 2- Sistema de seguimiento solar en dos ejes. 3- Medición del potencial de generación foto voltaico de los techos en el campus. 4- Aplicaciones para inversores aislados para centros de cómputo y para inversores conectados a la red.

No.	Universidad	No. de estudiantes graduados en Energías Renovables. (Incluyendo grado de maestría).	No. de profesores en renovables.		Asignaturas en energías renovables.	Investigaciones y proyectos en ejecución durante 2011.
			Eléctrica	Mecánica		
3	Universidad "Don Bosco " (UDB)	11/año	1	1	1- Fuentes alternas de energía. 2-Tecnología solar. 3- Ingeniería y medio ambiente.	1- Diseño de un instrumento electrónico para la evaluación de superficies selectivas para receptores de concentradores solares 2- Diseño de módulo demostrativo de una prensa para planchado a vapor producido con energía solar.

(Fuente: Equipo de Estudio JICA (Preparado por entrevista)).

En la Universidad de El Salvador, está vigente el programa de capacitación cooperativo “Grado de Maestría en Energías Renovables y Medio Ambiente”. El objetivo del programa es potenciar la capacidad de los profesores que dan cátedra en energías renovables en la universidad. Este programa se lleva a cabo con la cooperación de la “Universidad de León, Nicaragua” y está financiado por la “Universidad Complutense de Madrid”. El programa inició en Abril de 2011 y continuará hasta Marzo de 2012. Los estudiantes son ingenieros de instituciones y empresas como CNE, CEL, LaGeo y ONGs. Los docentes son unos 8 profesores con maestría provenientes de Nicaragua, de España y de la UES. Las asignaturas y horarios se muestran seguidamente:

- Asignaturas:

Energía Eólica, Solar FV, Energía Solar Térmica, Eficiencia Energética, Celdas de Combustible, Recursos Solares, Biomasa, Legislación Ambiental, Pequeñas Hidráulicas, Geotérmica, Mareas, Arquitectura Bio Climática, Bonos de Carbono.

- Horario:

Clases: de 5:30 PM a 8:30 PM de Lunes a Viernes.

Laboratorios: Sábados, de 8:00 AM a 5:00 PM / Domingos, de 8:00 AM a 2:00 PM.

La tabla 7.3.9 muestra la situación actual de las empresas FV en El Salvador para el año 2011. El número de empresas en El Salvador es limitado. Y son pocos los técnicos relacionados con las tecnologías en energías renovables.

Tabla 7.3.9 Situación actual de empresas privadas en el negocio de sistemas FV (Nov., 2011)

No.	Compañía Fotovoltaica	Año de establecimiento	Cantidad de técnicos en energías renovables	Capacidad instalada vendida (kW)	Fabricante de módulos FV representado
1	A	1992	5	400	KYOCERA, SOLARWORLD, ISOFOTON
2	B	1998	6	10,000	KYOCERA, SUNTECH, EVERGREEN, SHARP
3	C	1984	5	N/A	KYOCERA, SIEMENS, FOTOWATT, SOLARA, UNISOLAR

(Fuente: Equipo de Estudio JICA (Preparado por entrevista)).

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 de 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.

La asistencia técnica y la capacidad constructiva se deberían enfocar en lo siguiente:

- Desarrollo, valoración de recursos y estudios de factibilidad.
- Construcción, operación y mantenimiento.
- Integración a la red de las energías renovables.
- Estrategias de financiamiento y de mitigación de riesgos para financieros locales.
- Diseño de políticas para los legisladores: por ejemplo, diseño de tarifas para inyección a la red. (Feed In Tariff).
- Fijación de tasas y precios.
- Políticas de revisión y disminución transitoria del apoyo financiero a través del tiempo

La transferencia de tecnologías en energías renovables coincide con las necesidades en El Salvador. Adicionalmente, se requiere también reducir las emisiones de CO₂ en el país y la creación de medios sostenibles de desarrollo para las tecnologías renovables. Para habilitar la transferencia de tecnología a gran escala, deben crearse incentivos para los desarrolladores, para cooperar y compartir tecnología.

7.3.4.3 Acumulación de datos y experiencia operativa.

Para diseminar los sistemas FV, es necesario acumular experiencia en la instalación, operación y mantenimiento. Por lo tanto, la implementación de planes piloto es importante. Los objetivos principales de los proyectos FV son los siguientes:

- Acumulación de experiencias en la instalación
- Acumulación de experiencias en la operación y mantenimiento
- Demostración de la tecnología FV a la población local
- Concientizar sobre los problemas ambientales y energéticos.

CEL ha preparado un plan piloto para introducir un sistema FV montado en techo con una capacidad total de 540 kW. Este plan piloto será implementado entre los años 2012 y 2016..

7.3.5 Mapa de ruta para la introducción

A continuación se pueden resumir los problemas actuales y sus contramedidas para los sistemas FV montados en techo:

- Los sistemas FV conectados a la red aun no están diseminados, aunque el potencial de irradiación es alto en El Salvador. (Hay 11 sistemas FV conectados a la red, incluyendo 2 montados en el techo de hogares)
- 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.
- Además, los sistemas FV montados en techo serán comprados por usuarios individuales, a diferencia de los otros sistemas de gran escala para la generación de energía. Por lo tanto, si no hay ningún beneficio para los usuarios individuales, es difícil difundirlos si no están enfocados hacia al mercado.
- 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 dotado 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 puede concluir que la preparación de las etapas para la diseminación futura de los sistemas FV montados en techo será para el año 2020. Por lo que es necesario preparar lo siguiente:

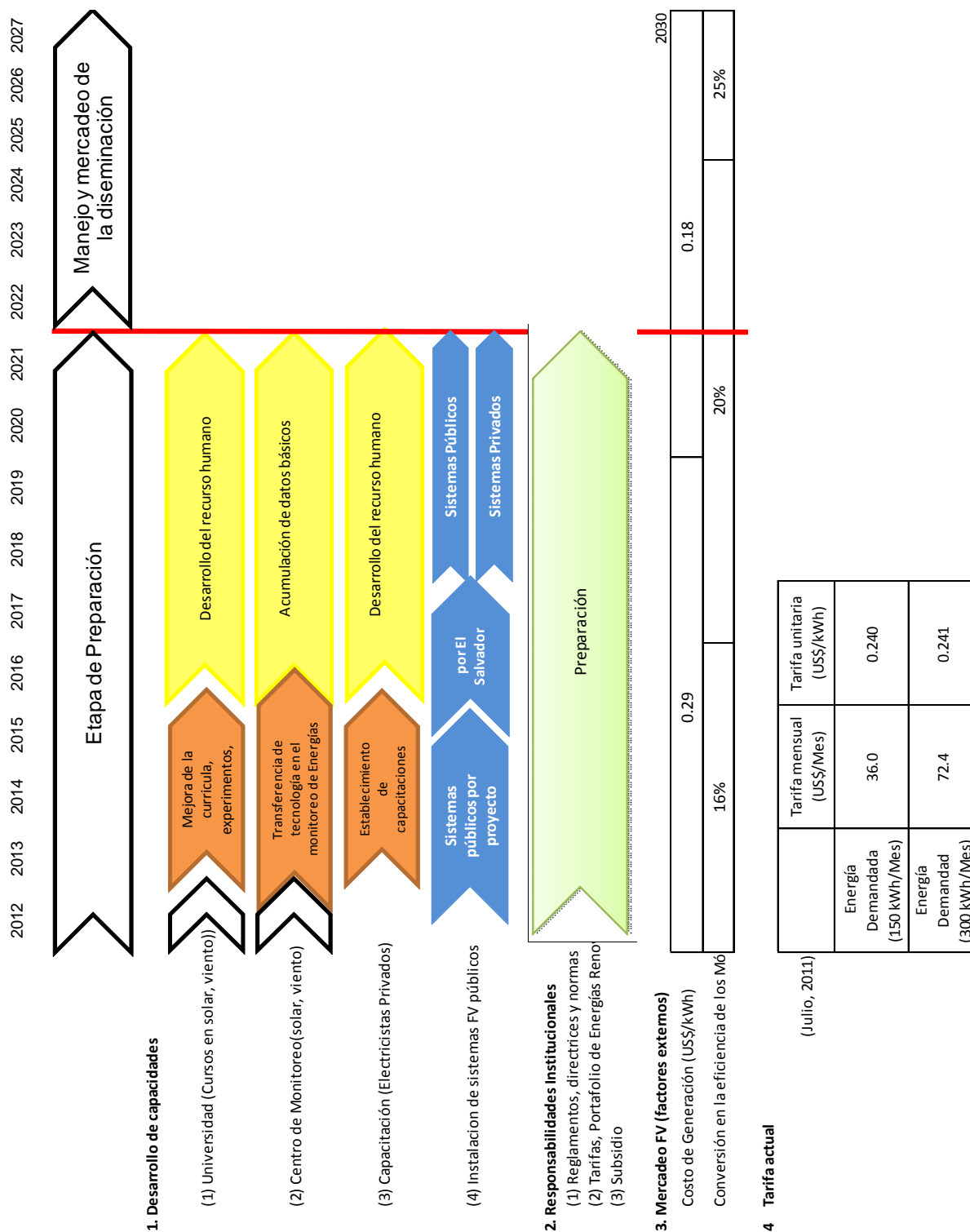
Desarrollo del recurso humano

- Es necesario potenciar las capacidades de los ingenieros en energía fotovoltaica en las universidades.
- Es necesario coleccionar los datos de irradiación solar en las principales ciudades.
- Es necesario llevar a cabo la capacitación técnica para potenciar el sector privado.
- Es necesario acumular experiencias y coleccionar datos a través de la aplicación de proyectos piloto.

Arreglo institucional

- Es necesario preparar directrices, normas y reglamentos para la introducción de los sistemas fotovoltaicos montados en techo.
- Es necesario preparar los reglamentos para los esquemas Feed in Tariff y el Portafolio de Energías Renovables.
- Es necesario preparar los subsidios para la introducción de los sistemas FV montados en techo.

La Figura 7.3.6 muestra la hoja de ruta para la introducción de la energía fotovoltaica y otras energías renovables.



(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Figura 7.3.6 Mapa de ruta para la introducción de Sistemas FV

Capítulo 8 Enfoques para Examinar la Posibilidad de Implementación de las Energías Renovables

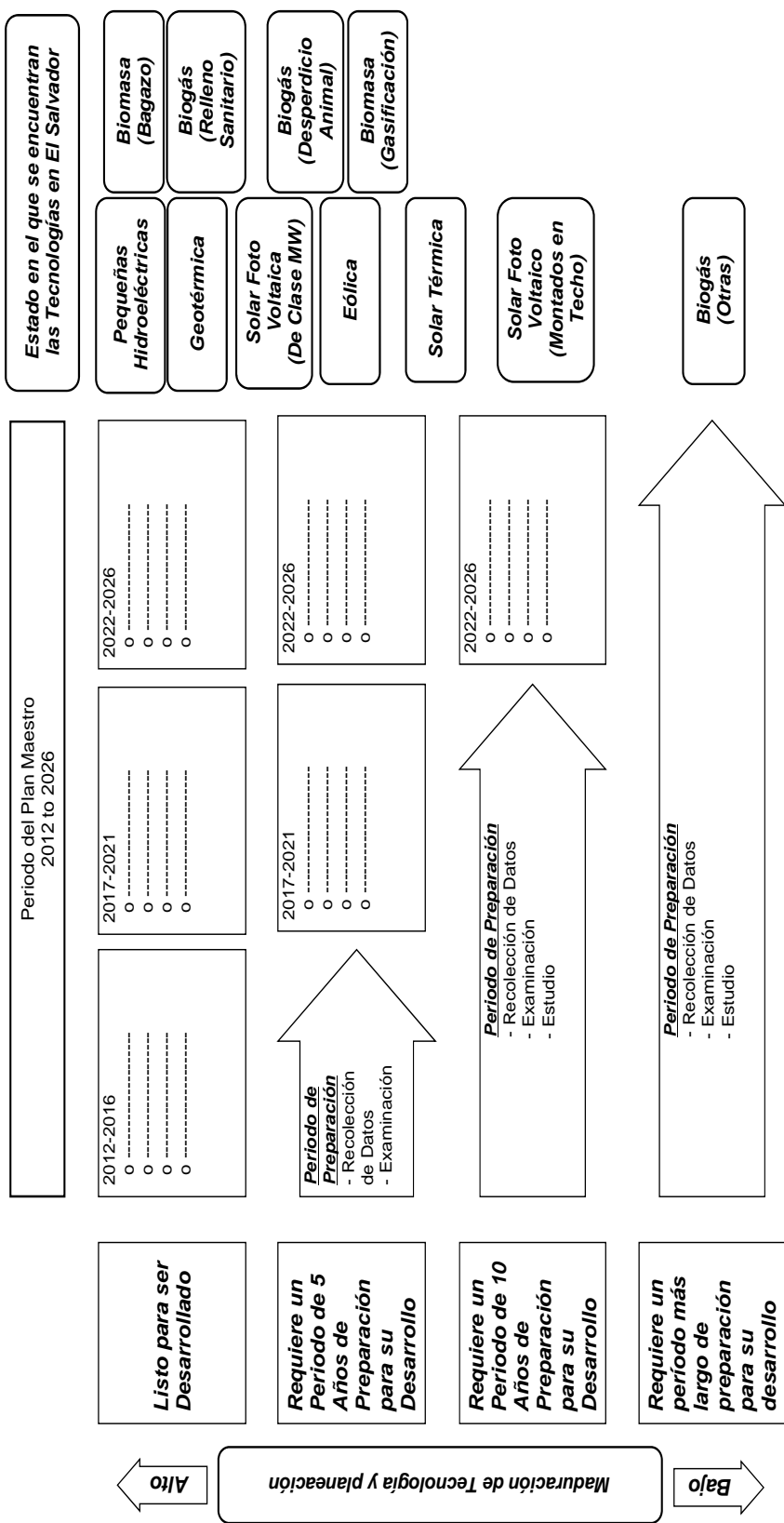
Basándose en los resultados de los estudios y análisis realizados, se evaluarán las posibilidades de introducción de energía renovable en El Salvador. Los aspectos a considerar son: a) "técnicos", b) "Económicos y Financieros" y c) "Medioambientales".

8.1 Aspectos Técnicos

De los resultados obtenidos en el estudio, se puede categorizar el desarrollo de las tecnologías y planes para cada fuente de energía renovable en El Salvador de acuerdo con la Figura 8.1.1. La figura 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, basado en el análisis de la información existente, cada tecnología de energía renovable fue posicionada en el mismo diagrama para mostrar el estado en el que se encuentran las energías renovables 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.

Teniendo en cuenta el desarrollo de las tecnologías, como se muestra en la Figura 8.1.1, los análisis realizados determinarán las posibilidades de introducción de energía renovable en El Salvador.



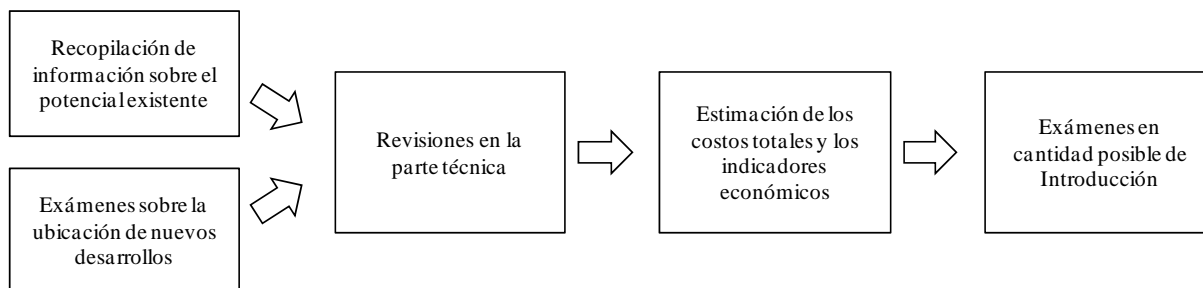
(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Figura 8.1.1 Relación entre el avance en tecnologías y planeación, métodos de planeación y estado de las energías renovables en El Salvador

El método de análisis para cada fuente de energía renovable se describe a continuación. Los resultados de dicho análisis se presentan en el "Capítulo 10 Plan Maestro de Energía Renovable (Proyecto)".

8.1.1 Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Existe un buen número de estudios para las PCHs en comparación con otras fuentes de energía. Después de una simple revisión de la información existente se hará una evaluación de la cantidad de proyectos con posibilidad de desarrollo de PCHs. Además, los costos de implementación serán llevados a cabo a partir de los resultados de la revisión y se prepararán los programas de desarrollo. Dichos programas se prepararán quinquenalmente entre 2012 y 2026.

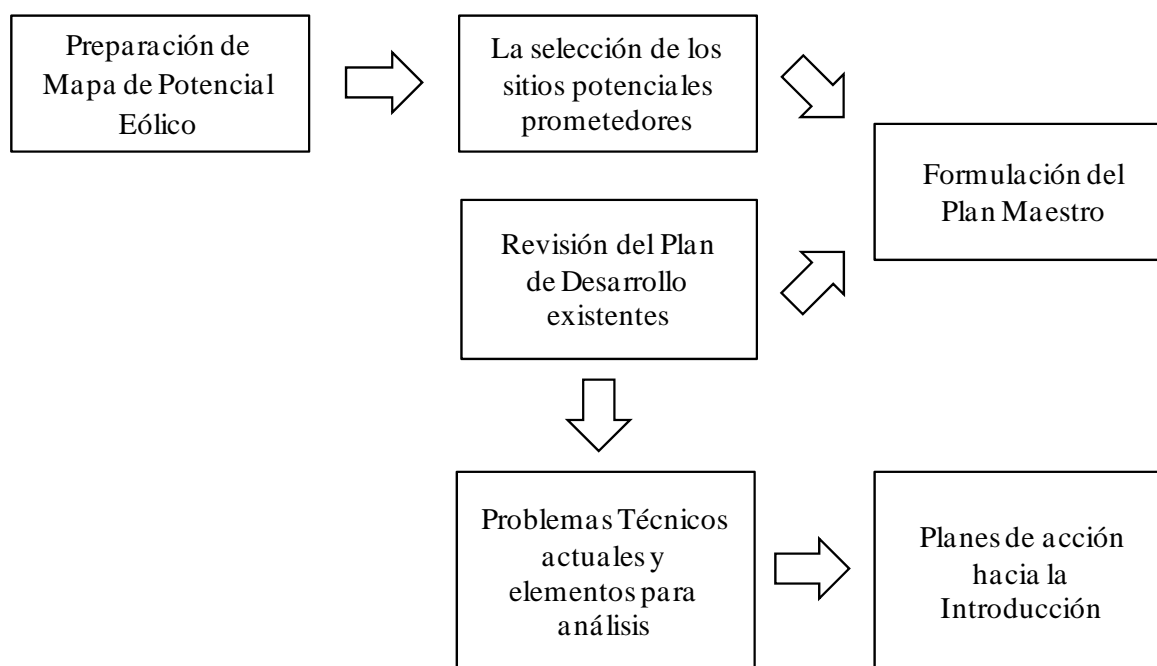


(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Figura 8.1.2 Flujo de Análisis Técnico sobre la energía hidroeléctrica pequeña

8.1.2 Energía Eólica

Durante el desarrollo del estudio se considera una selección de áreas con un alto potencial eólico, para lo cual se utiliza el mapa de potencial eólico. Adicionalmente, serán revisados los planes preparados por las compañías de electricidad para formular el programa de acción hacia la implementación de la energía eólica. Tales planes y programas de acción incluirán los problemas técnicos actuales, estudios y evaluaciones que se puedan necesitar más adelante. Los pasos del examen técnico sobre el desarrollo de la energía eólica son los que se muestran en la Figura 8.1.3.

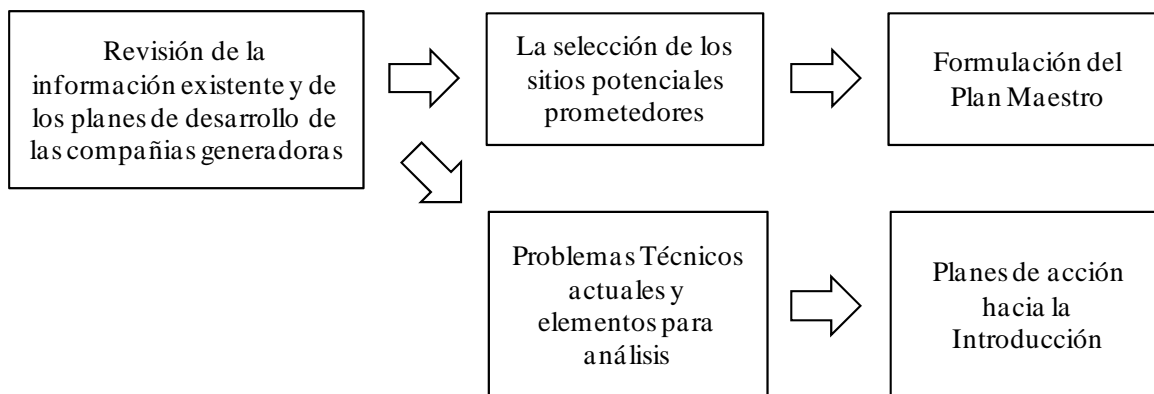


(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Figura 8.1.3 Flujo de Análisis Técnico en Energía Eólica

8.1.3 Energía Solar Fotovoltaica

Luego de la revisión de la información disponible y los planes elaborados por las empresas de energía, el plan de Implementación será preparado. Además, se elaboraran planes de acción para describir los problemas técnicos actuales, estudios adicionales requeridos y evaluaciones concernientes a la problemática de implementación de la energía solar fotovoltaica, como se muestra en la Figura 8.1.4

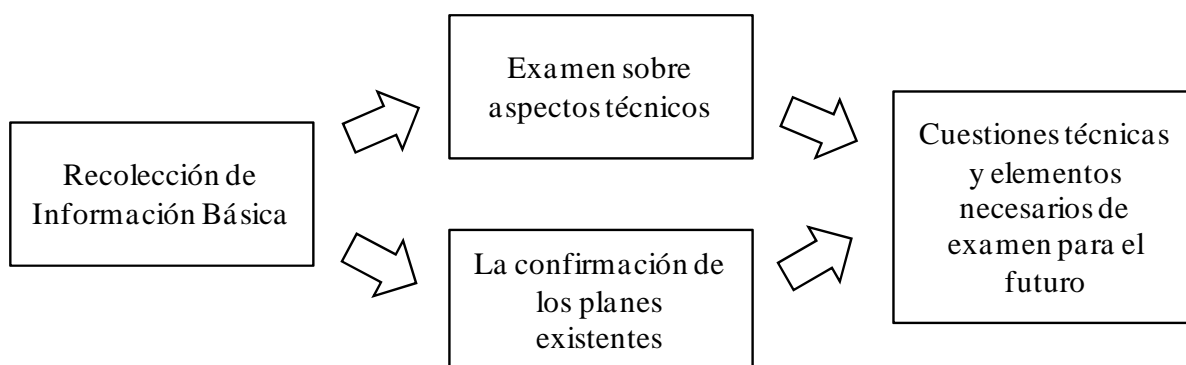


(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Figura 8.1.4 Flujo de Análisis Técnico en energía solar fotovoltaica

8.1.4 Energía Solar Térmica

La energía solar térmica todavía requiere un alto costo inicial en comparación con los costos de otras fuentes de energía, por lo que será requerido un mayor tiempo para su implementación. Solo existe un plan para desarrollar energía solar térmica en El Salvador, el cual pertenece a una empresa privada. Se harán evaluaciones principalmente en la recolección de información básica relacionada con aspectos técnicos, además de conocer el estado del plan actual. Como se muestra en la Figura 8.1.5

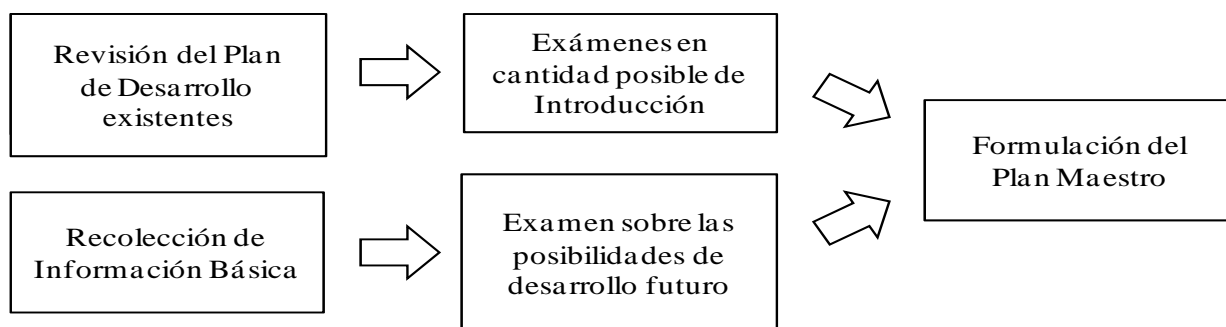


(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Figura 8.1.5 Flujo de Análisis Técnico en energía solar térmica

8.1.5 Energía Geotérmica

Mediante la revisión de la información existente y las entrevistas con las organizaciones relacionadas se desarrollará y formulará un plan con proyección al año 2017. Después del año 2017, serán necesarios, estudios adicionales para identificar el potencial que será introducido. Por lo tanto, después del año 2017, el desarrollo del potencial restante será indicado como figuras guías.



(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Figura 8.1.6 Flujo de Análisis Técnico en energía Geotérmica

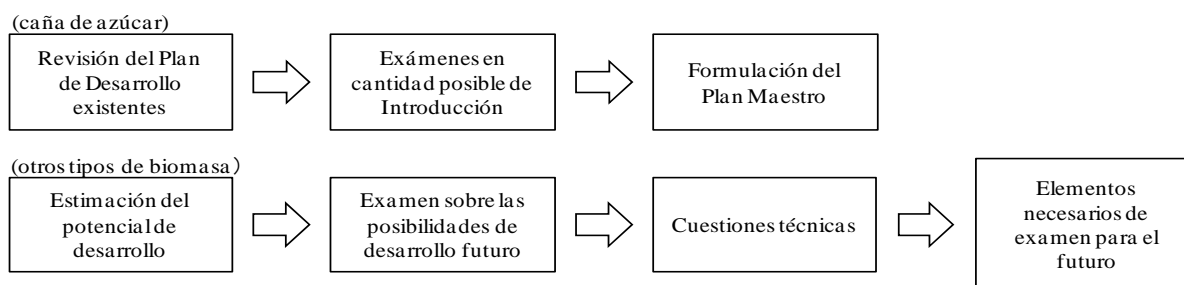
8.1.6 Energía de la Biomasa

A través de la revisión de la información existente se identificaron fuentes provenientes del bagazo de los ingenios productores de azúcar. La cáscara de café y arroz tendrán posibilidades y, aun cuando no son significativas, deben ser evaluadas para la implementación futura de la energía de biomasa.

Con relación a la generación de energía proveniente del bagazo producido por los ingenios productores de azúcar, la evaluación del monto implementado se hará mediante la revisión del plan existente.

Por otro lado, el potencial de desarrollo de la cáscara de café y arroz, será evaluado al aplicar la producción anual por región, usando la información proveniente de los beneficios de café y las empresas arroceras.

Además, será evaluada la posibilidad de implementar la generación por energía de la biomasa indicando los problemas técnicos y los recursos necesarios para evaluaciones a futuro. Los pasos para esta evaluación se muestran en la figura 8.1.6

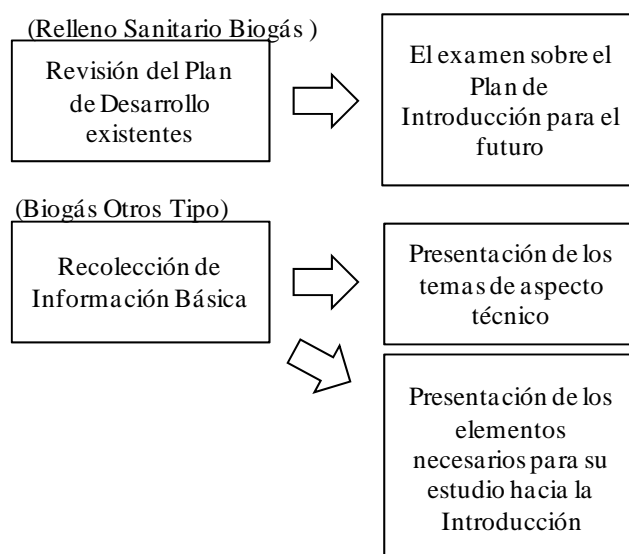


(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Figura 8.1.7 Flujo de Análisis Técnico en energía Biomasa

8.1.7 Energía del Biogás

Considerando la revisión de la información existente y las visitas de campo realizadas a las organizaciones involucradas, actualmente solo existe una central de biogás operando que usa los recursos provenientes de los rellenos sanitarios. Al revisar la operación de la energía del biogás proveniente de los rellenos sanitarios, se hará una evaluación para determinar la futura implementación de la energía del biogás. Para otras opciones de biogás se recolectará información básica, ya que no existe información respecto a generación eléctrica con otras tecnologías. Además, será necesario analizar los problemas técnicos y realizar futuras evaluaciones. Considerando experiencias de implementación en otros países, si se encuentran disponibles.



(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Figura 8.1.8 Flujo de Análisis Técnico en energía del Biogás

8.2 Análisis Económico y Financiero

Se propuso el análisis económico y financiero en la fase inicial de acuerdo con los siguientes aspectos:

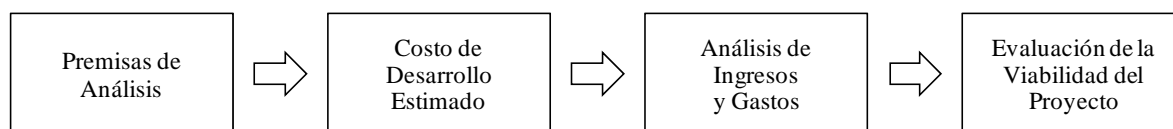
- Consideración sobre los factores que incrementan el costo de vida en El Salvador,
- Estimación del costo de introducir tecnologías basadas en energías renovables, y
- Estudio de la matriz energética óptima mediante el modelo económico.

El equipo de Estudio de JICA tuvo diversas reuniones con el CNE y recolectó información relevante sobre la base de las consideraciones anteriores. Como resultado de las consultas realizadas al CNE, las cuales trataban sobre el suministro de energía actual y futuro de El Salvador, fueron consideradas ligeras modificaciones de los aspectos anteriores y se acordó proceder de la siguiente forma:

- (1) El análisis financiero se hará para las fuentes de energía renovables que se esperan implementar, pero que tienen menos ejemplos de implementación. El análisis de flujo de caja para el proyecto se hará por los patrones de desarrollo típico, como el tipo de fuente de energía eléctrica y la escala de desarrollo;
- (2) Basado en el análisis, las consideraciones financieras y económicas serán aclaradas para la introducción en sus patrones de desarrollo requeridos (políticas e instituciones);
- (3) En particular, las fuentes de energía renovables en análisis serán de tres tipos, es decir, será evaluado el flujo de caja con varios patrones de desarrollo múltiple de las pequeñas centrales hidroeléctricas, energía eólica y energía solar fotovoltaica;
- (4) Otras fuentes de energía renovables no serán evaluadas por las siguientes razones:
 - (a) Energía solar térmica: Es difícil implementar la energía solar térmica en este momento debido a que sus niveles actuales de tecnología presentan altos costos de inversión inicial. Una mayor reducción de los niveles de costos serán obtenidos a través de la innovación.
 - (b) La energía geotérmica, biomasa y biogás: Las empresas privadas tienen sus propios planes de desarrollo y de inversión y los sitios que han identificado para su desarrollo son limitados. Por lo tanto, parece que el gobierno no necesita tener una estimación propia. Pero si requiere disponer de la información para la elaboración del Plan Indicativo de expansión de la generación eléctrica

Los resultados del estudio se describen a continuación seguido de la descripción del flujograma de estudio y las condiciones de las fuentes de energía renovables consideradas. Algunas consideraciones se harán basadas en los resultados del estudio.

8.2.1 Flujograma de Estudio



(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Figura 8.2.1 Flujograma de Estudio del Análisis Económico y Financiero

La posibilidad para la introducción de las energías renovables (factibilidad) será examinada para cada caso en base a indicadores financieros generales, tales como la tasa interna de retorno (TIR).

8.2.2 Propósito del Análisis

Los factores de la planta o la eficiencia de generación de energía varían dependiendo del tipo de fuente de energía renovable. Por lo tanto, se harán evaluaciones para los patrones de desarrollo típico esperados (es decir, la escala de desarrollo y factor de planta, el cambio de desarrollo anual en términos de reducción de costos por investigación y desarrollo, la exclusión de los costos de conexión a red, etc.) con el fin de averiguar la posibilidad de desarrollo de las fuentes de energía renovables en el plan maestro.

8.2.3 Precondiciones de Análisis

8.2.3.1 Política de Promoción Energética

Para fomentar la implementación de las energías renovables en Europa y Japón, la política de introducción se desarrolla en concordancia con los esquemas RPS (Renewable Portfolio Standard), feed-in-tariff (FIT), y la prestación de subsidios a los desarrolladores. Sin embargo, en El Salvador, la promoción de las energías renovables depende sólo de la “Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad”, que fue promulgada en diciembre de 2007 (Decreto Legislativo No. 462). Dicha ley tiene por objeto promover la introducción de energías renovables. La legislación sobre promoción de la energía renovable aplica un incentivo de exención fiscal de cinco a diez años para el desarrollo de la energía con la capacidad dentro de una determinada escala (hasta 20 MW, referido la sección 3.4.3 del Capítulo 3). Dentro de este marco legal, si la energía renovable se acelera o no, la viabilidad comercial del desarrollo o comercialización de energía renovable será identificada mediante análisis.

8.2.3.2 Precondiciones del Análisis

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. Para el caso de las pequeñas centrales hidroeléctricas, en las cuales poco se ha podido desarrollar a la fecha, muchos de los sitios potenciales de desarrollo con menos de 1 MW son indicados en el Capítulo 4. 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. Hay dos tipos de mercados de la electricidad en El Salvador llamados Mercado Mayorista y Minorista. De acuerdo con el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado

en Costos de Producción (SIGET, julio 2011), la capacidad de generación de más de 5 MW puede vender energía al mercado mayorista. Mientras, la capacidad de generación de menos de 5 MW puede vender energía al mercado minorista. Por lo tanto, este análisis está dirigido en el mercado minorista en términos de desarrollo a gran escala.

Tabla 8.2.1 Escala de Desarrollo por Tipo de Energía

Estudio de Desarrollo por Tipo de Energía	Escala del Proyecto
Pequeñas Hidroeléctricas	100 kW – 5 MW
Granjas Eólicas	20 MW
Fotovoltaica (conectada a red)	20 MW

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

8.2.3.3 Índice de Rentabilidad

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.

Tabla 8.2.2 Índice de Rentabilidad

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

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

8.2.3.4 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:

Tabla 8.2.3 Precondiciones para las Estimaciones de Rentabilidad

Ítem	Premisa
1. Período de Construcción (1) Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (2) Energía Eólica (3) Energía Solar FV (conectada a la red eléctrica)	El período de construcción establecido de la siguiente forma: 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. 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. Los reportes de la IEA sugieren dos años para proyectos fotovoltaicos. También se espera tomar alrededor de dos años para el análisis.
2. Condiciones de Préstamo (1) Aporte de Capital (2) Período del Préstamo (3) Tasa de Interés	Las condiciones de préstamo para el desarrollo de proyectos se aplican de acuerdo a los términos del país. Préstamo del 70% del capital por parte del banco. Pago total del préstamo en 10 años. 8% anual.
3. Período de Evaluación y Amortización de los Proyectos	20 años. 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
4. Impuesto Renta	25% de los ingresos anuales antes de deducir impuestos
5. Exención de Impuestos	-10 años período de exención para unidades menores a 10MW, y - 5 años para unidades de 10-20 MW
6. Inflación anual	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.

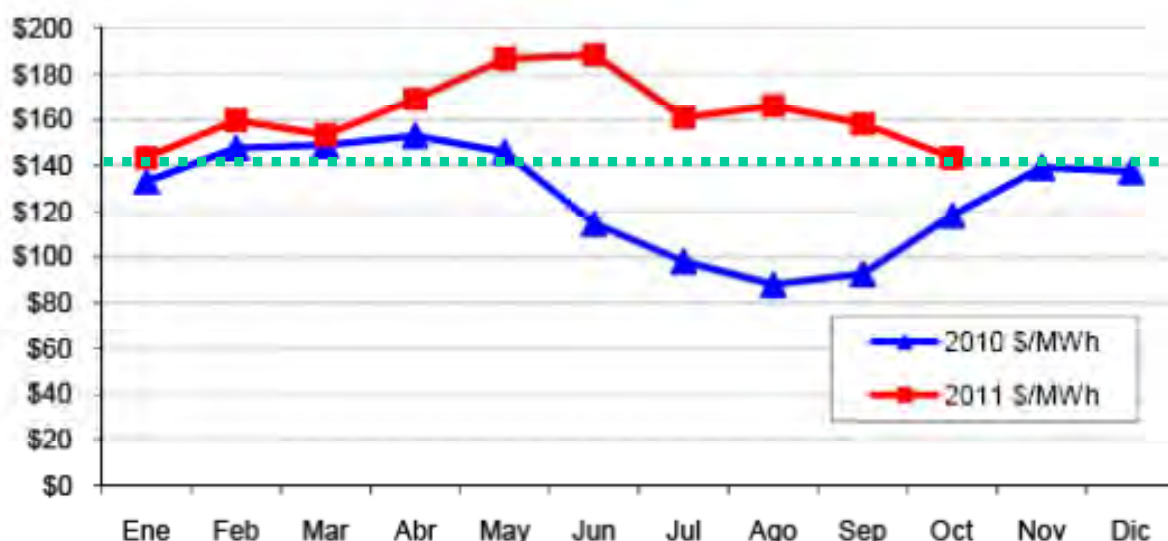
(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

8.2.3.5 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)

1) Precio Unitario

Para el primer año, el precio de venta de la energía se fija en \$ 140 / MWh tomando como referencia las tarifas actuales anunciadas por 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 (ver Figura 8.2.2.). Por lo tanto, se aplica el valor promedio US\$ 140/MWh.



(Fuente: Diagrama de Variación de la UT a Septiembre 2011)

Figura 8.2.2 Cambios en el Precio 2010 y 2011

2) Generación anual de energía y ventas de electricidad

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), lo cual se establece como se muestra a continuación. También varios escenarios de desarrollo resultan como caso de estudio con varios factores de planta distintos respecto del caso base para considerar su impacto en la rentabilidad.

Tabla 8.2.4 Factor de Planta por Tipo de Energía

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. Se logra una generación de energía de 675 GWh con una capacidad de 158MW según indicado en el capítulo 4. 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	Factor de planta de 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 que el 25% en referencia la información proporcionada por NEDO.
Energía Solar FV (Conectada a la Red Eléctrica)	La eficiencia de la generación de energía solar es altamente afectada por los sistemas fotovoltaicos (conectada a la red eléctrica) y las condiciones naturales en los sitios de desarrollo (particularmente la radiación solar). La eficiencia media de generación de energía se estima en un 12% en Japón. La radiación solar en El Salvador es alta en el 1.5 a 1.6 veces el promedio en Tokio. Para el Caso Base se aplica una eficiencia de la generación de energía del 18%.

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

8.2.3.6 Estimación de Costos de Desarrollo

(1) Costos de Desarrollo

Los costos de desarrollo de una pequeña hidroeléctrica consideran su interconexión a la red de distribución como adicionales a los costos de generación porque los costos de interconexión deben ser cargados por el generador o desarrollador de acuerdo con la regulación vigente. Los costos de interconexión a la red para renovables eólicos y fotovoltaicos ya están incluidos en los costos de desarrollo. Los costos de desarrollo por tipo de energía se establecieron de la siguiente forma:

Tabla 8.2.5 Costos de Desarrollo por Tipo de Energía

Tipo de Energía	Costos de Desarrollo																												
Pequeñas Centrales Hidroeléctrica	<p>Aunque los pequeños proyectos hidroeléctricos potenciales con menos de 20 MW se han listado en el Capítulo 4, 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 pequeñas centrales hidroeléctricas de CECSA.</p> <p>Para los proyectos que no pueden identificar el sitio de desarrollo, el costo de un proyecto pequeño hidroeléctrico fue considerado para la conexión a la red eléctrica de aproximadamente 3 km desde el sitio.</p> <table border="1"> <tr> <td>Capacidad Instalada</td> <td>5MW ~ 1.0 MW</td> <td>1.0 MW ~ 100 kW</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Capital (US \$ 000/MW)</td> <td>2,500</td> <td>3,000</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Costo de Interconexión (US \$ 000/Km)</td> <td colspan="4">50</td> </tr> </table>					Capacidad Instalada	5MW ~ 1.0 MW	1.0 MW ~ 100 kW			Capital (US \$ 000/MW)	2,500	3,000			Costo de Interconexión (US \$ 000/Km)	50												
Capacidad Instalada	5MW ~ 1.0 MW	1.0 MW ~ 100 kW																											
Capital (US \$ 000/MW)	2,500	3,000																											
Costo de Interconexión (US \$ 000/Km)	50																												
Energía Eólica	<p>Los costos de desarrollo de generación eólica por kW se establecen conforme a la siguiente tabla, como referencia de los reportes de IEA y GWEC. En caso de las diferentes estimaciones por escenario en estos reportes, se adopta 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.</p> <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, 00</td> <td>1, 00</td> <td>1,500</td> </tr> </tbody> </table> <p>Notas: 1) Precio IEA a 2008 se aplica en 2010 2) IEA: Internatio al Energy Agency 3) GWEC: Global Wind Energy Council</p>					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, 00	1, 00	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, 00	1, 00	1,500																								

Tipo de Energía	Costos de Desarrollo																								
Energía Solar Fotovoltaica (Conectada a Red Eléctrica)	<p>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 un 1/3 de su valor para el 2030 con respecto a los costos de desarrollo del 2010.</p> <p>Los costos de desarrollo en el 2020 se espera que reduzcan a un poco menos de la mitad de los precios en el 2010.</p> <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>4,060</td> <td></td> <td>,830</td> <td></td> <td>1,220</td> </tr> <tr> <td>EPIA (\$/kW)</td> <td>3,600</td> <td></td> <td>1,380</td> <td></td> <td>1,060</td> </tr> <tr> <td>JICA Study Team (\$/kW)</td> <td>3,800</td> <td>2,700</td> <td>1,600</td> <td>1,300</td> <td>1,100</td> </tr> </tbody> </table> <p>Notas: 1) Precio IEA a 2008 se aplicó para el 2010 2) IEA: International Energy Agency 3) EPIA; European Photovoltaic Industry Association</p>	Año	2010	2015	2020	2025	2030	IEA (\$/kW)	4,060		,830		1,220	EPIA (\$/kW)	3,600		1,380		1,060	JICA Study Team (\$/kW)	3,800	2,700	1,600	1,300	1,100
Año	2010	2015	2020	2025	2030																				
IEA (\$/kW)	4,060		,830		1,220																				
EPIA (\$/kW)	3,600		1,380		1,060																				
JICA Study Team (\$/kW)	3,800	2,700	1,600	1,300	1,100																				

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

(2) 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. Los costos de O/M se reflejan con ajuste de inflación anual.

Tabla 8.2.6 Costos de Operación y Mantenimiento (O/M)

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 de las plantas así como costos indirectos tales como impuestos locales y otros sobrecargos.
Energía Eólica	Los costos O/M para eólicas en tierra para 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 de USA (DOE).
Solar FV (Conectada a la Red Eléctrica)	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). Se ha adoptado un valor de US\$4/MWh en este análisis.

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

8.2.3.7 Premisas para el Caso de Estudio

Las simulaciones de ingresos y egresos se registrarán bajo el efecto de los siguientes factores que impactan en la rentabilidad del proyecto:

- Escala del Proyecto: La rentabilidad del proyecto es altamente afectada por la escala de tamaño tanto en los costos de desarrollo como en los costos de O/M.
- Factor Capacidad: Los ingresos del proyecto aumentan cuando se incrementa el factor de planta establecido en el Caso Base. Los ingresos del proyecto se disminuyen cuando se reduce el factor de planta establecido en el Caso Base.
- Año de Desarrollo: A medida que el año de desarrollo se pospone, se espera que reduzcan los costos de desarrollo con respecto a los valores actuales, debido a mejoras por investigación y desarrollo, especialmente en tecnología eólica y fotovoltaica.
- Condiciones del sitio de desarrollo: Para las pequeñas hidroeléctricas, los costos de desarrollo del proyecto son afectados significativamente por las condiciones del sitio y la distancia al punto de conexión. El costo de la conexión a la red representa una gran parte de los costos de desarrollo

La simulación de ingresos y egresos por tipo de proyecto se rige por las siguientes condiciones:

Tabla 8.2.7 Premisas para la simulación ingresos y egresos

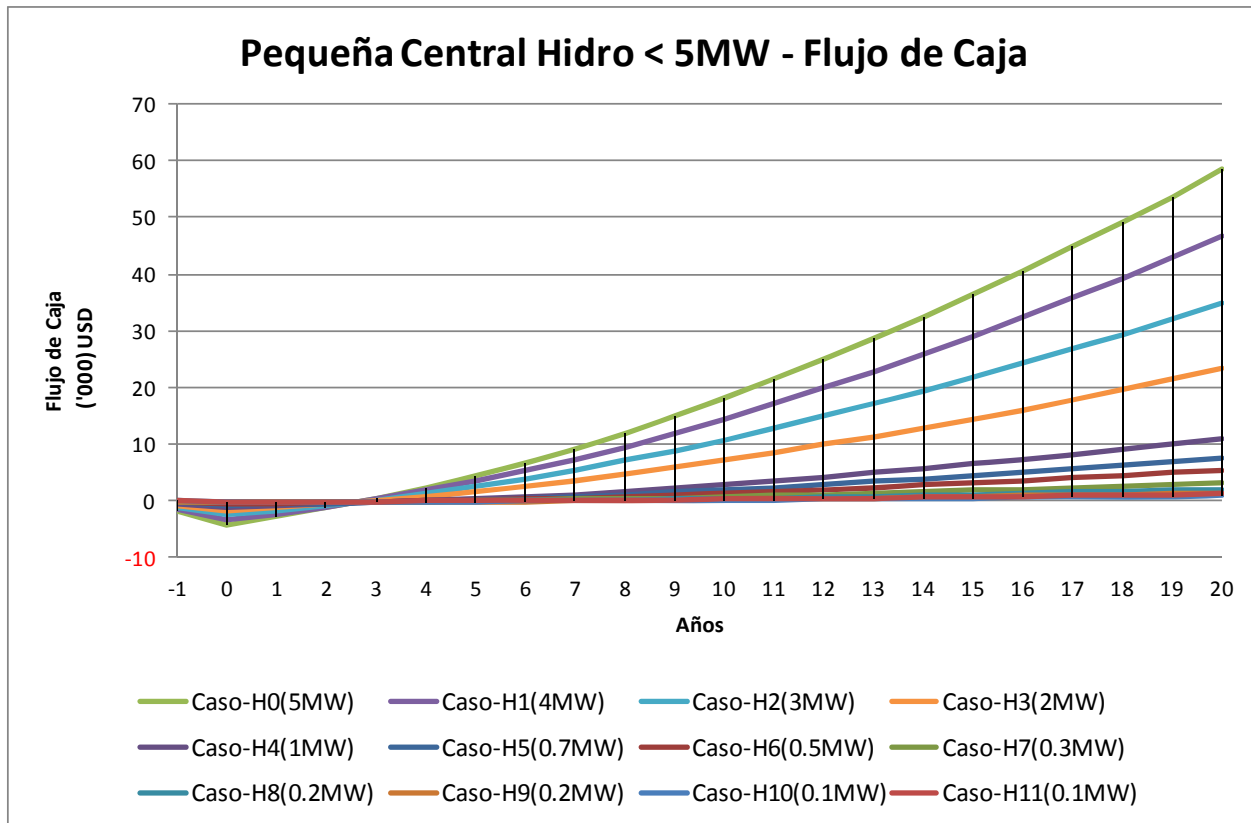
Caso de Estudio por tipo de Tecnología	Escala de Proyecto	Premisas de Simulación
Pequeña Hidroeléctrica		
Caso-H0	5 MW	Flujo de efectivo creado con base en las premisas mencionadas anteriormente en la simulación del caso base.
Caso-H1	4 MW	Cambio en los costos de desarrollo debido al cambio de la escala de desarrollo respecto del caso base.
Caso-H2	3 MW	Cambio en los costos de desarrollo debido al cambio de la escala de desarrollo respecto del caso base.
Caso-H3	2 MW	Cambio en los costos de desarrollo debido al cambio de la escala de desarrollo respecto del caso base.
Caso-H4	1 MW	Cambio en los costos de desarrollo debido al cambio de la escala de desarrollo respecto del caso base.
Caso-H5	0.7 MW	Cambio en los costos de desarrollo y el factor de planta debido al cambio de las condiciones del sitio de desarrollo
Caso-H6	0.5 MW	Cambio en los costos de desarrollo debido a exclusión de costos de interconexión con respecto al Caso H5
Caso-H7	0.3 MW	Cambio en los costos de desarrollo debido al cambio de la escala de desarrollo respecto del Caso H5.
Caso-H8	0.2 MW	Cambio en los costos de desarrollo debido a exclusión de costos de interconexión con respecto al Caso H5..
Caso-H9	0.2 MW	Cambio de factor de planta a 40% con respecto al caso H8.
Caso-H10	0.1 MW	Cambio en los costos de desarrollo debido a exclusión de costos de interconexión con respecto al Caso H5.
Caso-H11	0.1 MW	Cambio en el factor de planta a un 60% con respecto del Caso H10.
Eólica		
Caso-W0	20 MW	Flujo de efectivo creado con base en las premisas mencionadas anteriormente en la simulación del caso base (20MW)
Caso-W1	20 MW	Cambio en los costos de desarrollo con precios del 2015 y factor de planta de 25%
Caso-W2	20 MW	Cambio en el factor de planta a 34% similar al proyecto Metapan Changed the operation factor is 34% similar to Metapan project.
Caso-W3	20 MW	Cambio en los costos de desarrollo con precios del 2020 y factor de planta de 34%
Solar FV		
Caso-S0	20 MW	Flujo de efectivo creado con base en las premisas mencionadas anteriormente en la simulación del caso base
Caso-S1	20 MW	Cambio en los costos de desarrollo con precios del 2015 y eficiencia de la tecnología (30%) con respecto al Caso Base.
Caso-S2	20 MW	Costo de desarrollo igual al caso s1 ya que en el 2015 los precios cambiaran .
Caso-S3	20 MW	Los costos de desarrollo cambiaran en el 2020 y la eficiencia en la generación cambiara un 25 %.

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

8.2.4 Evaluación de la rentabilidad del proyecto

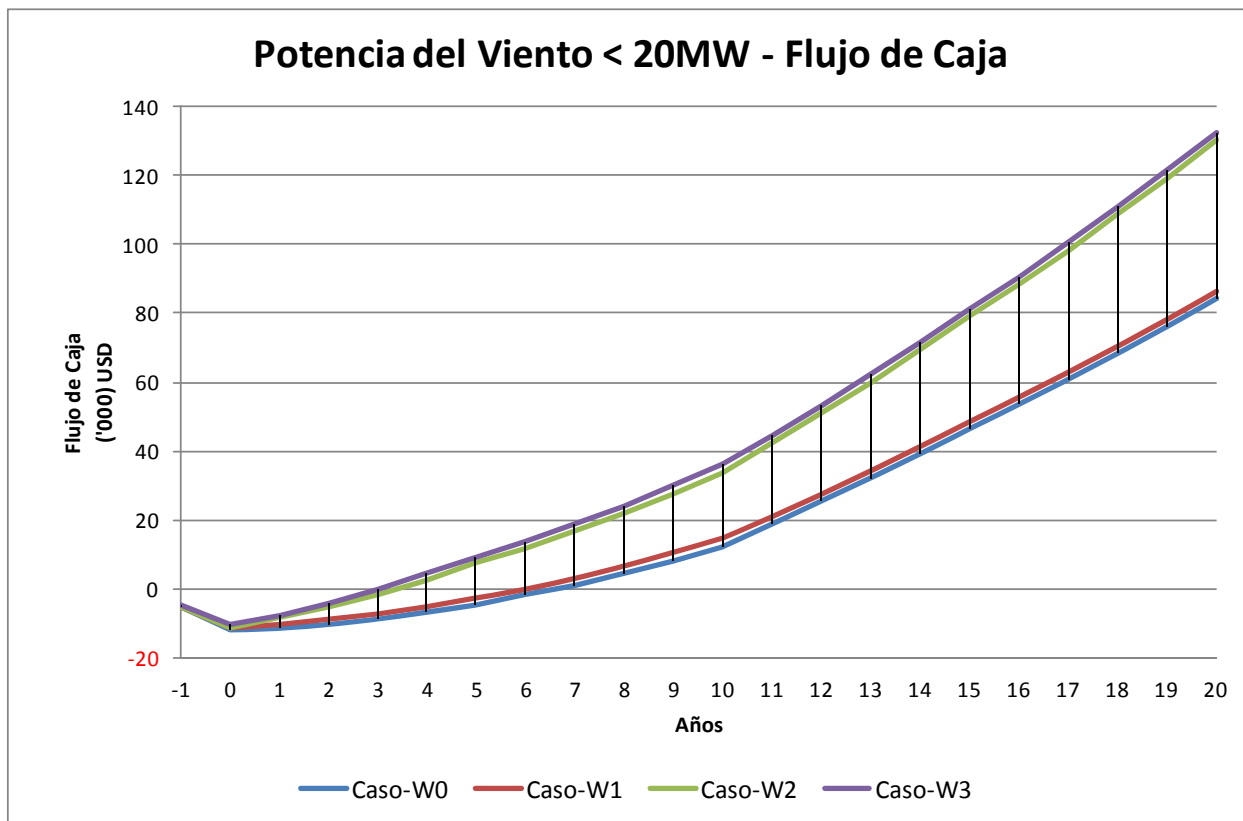
8.2.4.1 Flujo de Caja por Caso

Las siguientes figuras muestran el resultado del flujo de caja preparado de acuerdo con las premisas mostradas con anterioridad. Adicionalmente, los resultados se muestran en forma respectiva en el Apéndice-E.



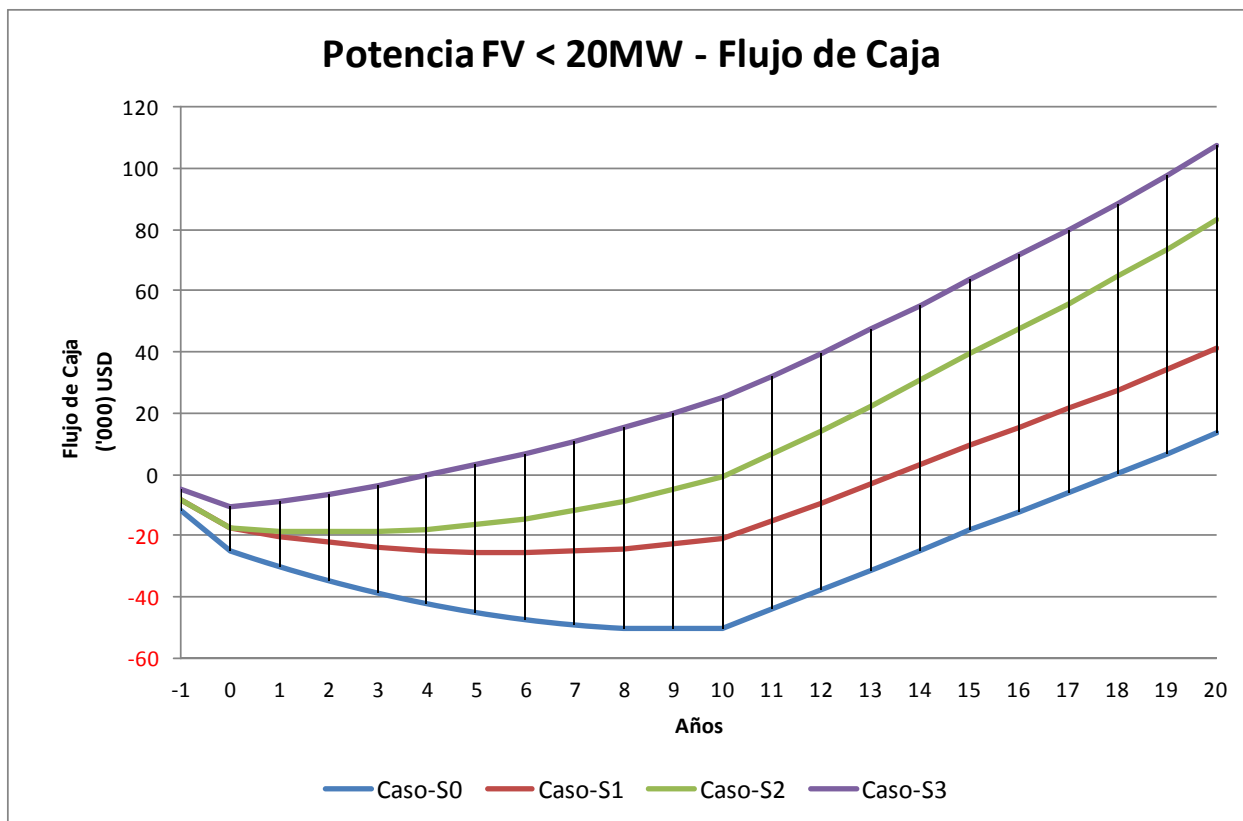
(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Figura 8.2.3 Resultados de Simulación para Pequeñas Centrales Hidroeléctricas



(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Figura 8.2.4 Resultados de Simulación para Energía Eólica



(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Figura 8.2.5 Resultados de Simulación para Energía FV (conectada a la red eléctrica)

Los cálculos y la evaluación de los resultados de flujo de efectivo se muestran en la siguiente tabla. Adicionalmente, la evaluación se elaboro 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.($B/C < 1.0$)

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 sensibilización de los precios, y lograra así tener un mejor panorama del comportamiento de los mismo

Tabla 8.2.8 Resultados de la Evaluación por Caso de Estudio

Type of Energy	Case Study	Pre-conditions							Calculation Result						Overall Evaluation
		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
Solar PV	Case-S0	20	18%	76,000	-	4	\$/MWh	5	-26,811	1.7%	0.63	-38,621	#NUM!	0.45	C
	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

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

8.2.4.2 Evaluación de la Comercialización

Los comentarios en relación a la viabilidad financiera para el desarrollo de proyectos con energías renovables, basados en los resultados de la simulación con los siguientes:

1) Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Cualquier caso de PCHs con potencia entre (0.3~5MW) pueden ser desarrolladas con las condiciones dichas 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), que se le conocen como micro centrales son más difíciles de desarrollar y no son muy factibles para su comercialización debido a la magnitud de los costos de desarrollo. El desarrollo de esta escala de proyectos requiere de un subsidio bastante grande o exención de los costos de conexión a la red, y que estén sujetos a las condiciones de desarrollo del sitio.

2) Generación de Energía Eólica

La comercialización es posible en todos los casos. 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 en la parte noroeste del país, y este tipo de proyectos podría ser desarrollado por el sector privado

Generación de Energía Solar Fotovoltaica (conectada a red eléctrica)

La comercialización solo es posible 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. Sin embargo la energía solar fotovoltaica, es muy difícil desarrollar por el sector privado actualmente, y la razón principal es los altos costos de la tecnología para la producción de este tipo de energía

8.2.5 Factores que Incremento el Costo

En el desarrollo de las fuentes de energía antes mencionadas es necesario tener en cuenta los siguientes factores que incrementarían el costo en El Salvador

1) Prevención de Desastres Naturales

En El Salvador, han ocurrido ocasionalmente, grandes desastres naturales como huracanes, terremotos y erupciones volcánicas. Por dicha razón, para la selección del sitio potencial para el desarrollo de las energías renovables se deben tener en cuenta esos factores, los cuales se asume que incrementan los costos para el desarrollo, debido a la necesidad de la ejecución de obras de prevención y mitigación contra desastres naturales.

2) Fomento de la tecnología de mantenimiento para los sistemas nuevos de energía.

Las pequeñas hidroeléctricas se han desarrollado en este país, sin embargo las tecnologías eólicas y solares fotovoltaicas serán implementadas como nuevos sistemas de generación eléctrica. La adquisición de estos sistemas de generación nueva se hará en el extranjero y se llevara a cabo mientras se recibe asistencia técnica de los proveedores, tales como las obras de instalación. Es necesario capacitar al

personal en la tecnología de la construcción y el mantenimiento de los sistemas nuevos. Se espera que estos factores afecten los costos de desarrollo y de mantenimiento para la capacitación de nuevos técnicos mientras se obtiene la asesoría técnica de un fabricante extranjero.

3) Sistema de adquisición de repuestos

Es necesario implementar la inspección periódica y remplazo de las partes consumibles y de repuestos de acuerdo a los planes de inspección de rutina para evitar interrumpir la operación debido a la falla en los sistemas de energía eléctrica. Para lograr esta condición, es necesario desarrollar la adquisición de piezas necesarias a que sea rápida y regular, para el mantenimiento del sistema de energía eléctrica a través de las agencias locales en el país. Este sistema podría aumentar los costos de mantenimiento, pero la operación continua del sistema de generación de energía eléctrica es necesaria para la implementación de este sistema de adquisición.

4) Condiciones de financiamiento

El desarrollo del sector de energía eléctrica en El Salvador ha sido liderado por el sector privado. Las empresas privadas pueden conseguir los fondos necesarios para desarrollar un nuevo proyecto de las instituciones financieras públicas como el BCIE (Banco Centroamericano de Integración Económica), además de los bancos comerciales. Sin embargo, la tasa de interés anual no es menor a 8%, que es considerablemente más caro en comparación con las tasas de interés de préstamos en el extranjero. Esta tasa de interés es uno de los factores que incrementan los costos. Es necesario considerar la creación de un mecanismo para obtener préstamos del exterior.

8.3 Aspectos Ambientales

En la planificación y diseño de un proyecto, es importante tomar en cuenta, las consideraciones ambientales y sociales, como parte de la sostenibilidad y viabilidad de éste. En este capítulo se enfocan los aspectos ambientales como áreas protegidas, barreras, impactos imprevistos, así como también las prioridades, que se deben tomar en cuenta en la implementación de energías renovables, con el propósito de armonizar las consideraciones socio ambiental en la ejecución de los proyectos.

8.3.1 Identificación de barreras para promover Energía Renovables

En base a investigaciones y entrevistas realizadas con diferentes entidades relacionadas a la actividad de las Energías Renovables y tomando en cuenta los aspectos ambientales y sociales, al igual que las experiencias y condiciones actuales en los proyectos existentes en El Salvador, el equipo de estudio ha identificado las siguientes barreras a superar para poder promover dichas energías:

Barreras Políticas

- Falta de un Plan Maestro para el desarrollo de las energías renovables
- Falta de una ley de incentivos que promueva las energías renovables en relación a las medidas nacionales socio ambientales
- Falta de los formatos de permiso ambiental del Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN) con enfoque de cada energía renovable

Como consecuencia de las barreras existentes, resulta difícil que las instituciones y el sector privado relacionados con energías renovables tengan definidos los instrumentos para la implementación de proyectos de generación de energía con recursos renovables.

(2) Barreras Institucionales

- Falta de expertos en temas de energías renovables en el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN).
- Falta de un sistema de información compartida entre las instituciones relacionadas para unificar criterios relacionados sobre el tema de medio ambiente particularmente en relación al impacto ambiental y los daños causados por los proyectos de energías renovables, así como el progreso logrado durante la implementación del plan de manejo ambiental.

(3) Barreras hacia la Implementación de los Proyectos

- Altos costos en estudios ambientales, especialmente el Estudio de Impactos Ambientales (EsIA), lo cual impiden que las empresas se arriesguen a invertir en estos estudios
- Mala distribución en la tenencia de la tierra, por falta de un ordenamiento territorial adecuado, con enfoque ambiental y social
- Procedimientos complejos para obtención de los permisos ambientales y sociales en muchos casos los proyectos orientados a áreas rurales se estancan debido a estos procesos
- Falta de recursos humanos específicamente capacitados para la obtener aprobación de permisos

ambientales y sociales, especialmente en las empresas pequeñas y ONGs

Como resultado de estas barreras, es difícil que el sector privado involucrado con energías renovables ejecute fácilmente los proyectos de energías renovables considerando los aspectos socio-ambientales.

8.3.2 Impactos Esperados en el entorno Socio-ambiental debido a la implementación de Energías Renovables (alcance)

En base a un análisis estratégico realizado en el presente estudio, las siguientes Tablas 8.3.1 al 8.3.6 muestran el alcance e impactos socio-ambientales que se esperan afecten como resultado del desarrollo de energía renovable en El Salvador.

Tabla 8.3.1 Alcance para los proyectos de Energía Renovable <PCH>

	Componentes	Evaluación		Impactos Previstos
		Etapa de Construcción	Etapa de Funcionamiento	
1	Desplazamiento de Población	B-	C	[Etapa de Construcción] - Posible desplazamiento de algunas familias que residen en el entorno inmediato [Etapa de Funcionamiento] - Se debe ejecutar el Plan de seguimiento.
2	Economía local y medios de vida	B+	B+	[Etapa de Construcción] - Posibilidad de generación de empleos directos (mano de obra para construcción) e indirectos (vendedores, restaurantes, etc., de la zona cercana de la construcción) [Etapa de Funcionamiento] - Se tiene prevista la reactivación industrial por disminución del costo de energía.
3	Uso de suelo y Recursos Locales	D	D	- Impactos negativos no significativos o ningún impacto previsto.
4	Capital Social y Organizaciones Locales	D	D	- No se prevé impactos negativos significativos, se prevé posibles beneficios a los lugareños
5	Infraestructura y Servicios Sociales Existentes	D	B+	[Etapa de Funcionamiento] - Se espera la estabilidad de los servicios de electricidad en el área del Proyecto.
6	Etnias minoritarias e Indígenas	D	D	- No se prevé impactos negativos significativos
7	Descontrol de daños y beneficios	D	D	- No se prevé daños significativos. Posibles beneficios a los lugareños
8	Conflictos locales provocados por los intereses comunes	C	C	- No se espera a generar conflictos locales, sin embargo se realizarán Consulta Pública para conocer las opiniones de la población.
9	Patrimonio Cultural	C	D	[Etapa de Construcción] - Se realizará la inspección del área del Proyecto por parte de la Secretaría de Cultura.
10	Uso del agua	B-	B-	- Se prevé gestionar permiso para el uso del agua
11	Enfermedades infecciosas como el VIH / SIDA	D	D	- Poco o ningún impacto previsto.
12	Condición de trabajo	D	D	- Poco o ningún impacto previsto
13	Topografía y Geografía	B-	D	[Etapa de Construcción] - Se supone la generación de impactos negativos a la topografía y geografía donde se realicen las obras de ingeniería.
14	Aguas Subterráneas	D	D	- No se espera la generación de impactos negativos a las aguas subterráneas.
15	Erosión del Suelo	B-	D	[Etapa de Construcción] - Posible afectación al suelo por procesos erosivos debido a movimiento de tierra por descapote, etc.
16	Hidrología.	C	C	- Se prevé impactos negativos al recurso hídrico.
17	Flora y Fauna / Biodiversidad	B-	B-	[Etapa de Construcción y Etapa de Funcionamiento] - Hay posibilidad de afectar a la flora, fauna y biodiversidad de la zona.
18	Clima	D	D	- Se prevé impactos negativos no significativos.
19	Paisaje	B-	B-	[Etapa de Construcción] - Hay posibilidad de impactos negativos al paisaje de la zona por las obras de corte, movimiento de tierra, etc. [Etapa de Funcionamiento] - Hay posibilidad de impactos negativos al paisaje de la zona por la altura de las torres eólicas.

20	Áreas Naturales Protegidas	C	C	- Se debe identificar las áreas naturales protegidas.
21	Control de sitios de disposición de desechos	D	D	- Se espera muy poco impacto negativo ya que se recomienda utilizar el sitio de disposición de desechos, autorizado por la institución competente..
22	Calentamiento Global	D	D	- Poco o ningún impacto previsto
23	Contaminación de aire	D	D	- No se espera la emisión de gases químicos que contaminen el aire.
24	Contaminación del agua	D	D	- No se espera la emisión de líquidos químicos que contaminen el agua.
25	Contaminación de Suelo	D	D	- No se espera la emisión de líquidos químicos que contamina en el suelo.
26	Residuos Sólidos	D	D	- No se prevé la generación de residuos sólidos significativos por las obras.
27	Ruidos y vibraciones	B-	B-	[Etapa de Construcción] - Generación de ruidos y vibraciones debido a la operación de maquinaria pesada, por las actividades de construcción. [Etapa de Funcionamiento] - Generación de ruidos por la operación de la pequeña central .
28	Hundimiento del terreno	D	D	- No se prevé impactos al respecto
29	Olores ofensivos	D	D	- No se prevé impactos al respecto
30	Accidentes de tránsito	B-	D	[Etapa de Construcción] Se prevé la posibilidad de ocurrencia de accidentes de tránsito en el área de la obra, debido a la circulación de vehículos del proyecto y lugareños.

A: Impacto significativo previsto

B: Impacto moderado previsto

C: No se encuentra ninguna información, se requiere más investigación.

D: Ninguno o impacto leve previsto

+: Positivo

-: Negativo

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Tabla 8.3.2 Alcance para los proyectos de Energía Renovable <EÓLICA>

	Componentes	Evaluación		Impactos Previstos
		Etapa de Construcción	Etapa de Funcionamiento	
1	Desplazamiento de Población	B-	C	[Etapa de Construcción] - Posible desplazamiento de algunas familias que residen en el entorno inmediato [Etapa de Funcionamiento] - Se debe ejecutar el Plan de seguimiento.
2	Economía local y medios de vida	B+	B+	[Etapa de Construcción] - Posibilidad de generación de empleos directos (mano de obra para construcción) e indirectos (vendedores, restaurantes, etc., de la zona cercana de la construcción) [Etapa de Funcionamiento] - Se tiene prevista la reactivación industrial por disminución del costo de energía.
3	Uso de suelo y Uso de Recursos Locales	B-	D	[Etapa de Construcción] - Se afectarán las zonas agrícola y pecuaria. Se cortará parte de la vegetación (principalmente arbustiva).
4	Capital Social y Organizaciones Locales	D	D	- No se prevé impactos negativos significativos, se prevé posibles beneficios a los lugareños
5	Infraestructura y Servicios Sociales Existentes	D	B+	[Etapa de Funcionamiento] - Se espera la estabilidad de los servicios de electricidad en el área del Proyecto.
6	Etnias minoritarias e Indígenas	C	C	- Se debe identificar la población indígena si hubiere en unos sitios de la instalación.
7	Descontrolada de daños y beneficios	D	D	- No se prevé daños significativos. Posibles beneficios a los lugareños
8	Conflictos locales provocados por los intereses comunes	C	C	- No se espera a generar conflictos locales, sin embargo se realizaran Consultas Públicas para conocer las opiniones de la población.
9	Patrimonio Cultural	C	D	[Etapa de Construcción] - Se realizará la inspección del área del Proyecto por parte de la Secretaría de Cultura.
10	Uso del agua	D	D	- No se prevé impactos al agua.
11	Enfermedades infecciosas como el VIH / SIDA	D	D	- No se prevé ningún impacto.
12	Condición de trabajo	D	D	- No se prevé ningún impacto.
13	Topografía y Geografía	B-	D	[Etapa de Construcción] - Se supone la generación de impactos negativos a la topografía y geografía donde se realicen las obras de corte y relleno.
14	Aguas Subterráneas	D	D	- No se espera la generación de impactos negativos a las aguas subterráneas.
15	Erosión del Suelo	B-	D	[Etapa de Construcción] - Posible afectación al suelo por procesos erosivos debido a movimiento de tierra por descapote, etc.
16	Hidrología.	D	D	- No se prevé impactos negativos a la hidrología.
17	Flora y Fauna / Biodiversidad	B-	B-	[Etapa de Construcción y Etapa de Funcionamiento] - Hay posibilidad de afectar a la fauna y biodiversidad de la zona, específicamente a las aves.
18	Clima	D	D	- No se prevé impactos negativos al clima
19	Paisaje	B-	B-	[Etapa de Construcción] - Hay posibilidad de impactos negativos al paisaje de la zona por las obras de corte, movimiento de tierra, etc. [Etapa de Funcionamiento] - Hay posibilidad de impactos negativos al paisaje de la zona

	Componentes	Evaluación		Impactos Previstos
		Etapa de Construcción	Etapa de Funcionamiento	
				por la altura de las torres eólicas.
20	Áreas Naturales Protegidas	C	C	- Se debe identificar las áreas naturales protegidas.
21	Control de sitios de disposición de desechos	D	D	- No se prevé impactos por generación de desechos sólidos.
22	Calentamiento Global	D	D	- No se prevé ningún impacto a la atmosfera.
23	Contaminación de aire	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo al aire.
24	Contaminación del agua	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo al agua.
25	Contaminación de Suelo	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo al suelo.
26	Residuos Sólidos	D	D	- No se prevé ningún impacto por la generación de residuos sólidos.
27	Ruidos y vibraciones	B-	B-	[Etapa de Construcción] - Generación de ruidos y vibraciones debido a la operación de maquinaria pesada, por las actividades de construcción. [Etapa de Funcionamiento] - Generación de ruidos por la operación de las torres. - Generación de micro-onda por la operación de las torres.
28	Hundimiento del terreno	D	D	- No se prevé impactos al respecto
29	Olores ofensivos	D	D	- No se prevé impactos al respecto
30	Accidentes de tránsito	B-	D	[Etapa de Construcción] Se prevé la posibilidad de ocurrencia de accidentes de tránsito en el área de la obra, debido a la circulación de vehículos del proyecto y lugareños.

A: Impacto significativo previsto

B: Impacto moderado previsto

C: No se encuentra ninguna información, se requiere más investigación.

D: Ninguno o impacto leve previsto

+: Positivo

-: Negativo

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Tabla 8.3.3 Alcance para los proyectos de Energía Renovable < SOLAR FV>

	Componentes	Evaluación		Impactos Previstos
		Etapas de Construcción	Etapas de Funcionamiento	
1	Desplazamiento de Población	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo.
2	Economía local y medios de vida	B+	B+	[Etapa de Construcción] - Hay posibilidad de generación de empleos directos (mano de obra para construcción) e indirectos (vendedores, restaurantes, etc., de la zona cercana de la construcción) [Etapa de Funcionamiento] - Se tiene prevista la reactivación industrial por disminución del costo de energía.
3	Uso de suelo y Uso de Recursos Locales	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo.
4	Capital Social y Organizaciones Locales	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo.
5	Infraestructura y Servicios Sociales Existentes	D	B+	[Etapa de Funcionamiento] - Se espera la estabilidad de los servicios de electricidad en el área del Proyecto, especialmente las facilidades públicas como escuela, puesto de salud, etc.
6	Etnias minoritarias e Indígenas	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo.
7	Descontrolada de daños y beneficios	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo.
8	Conflictos locales provocados por los intereses comunes	C	C	- No se espera a generar conflictos locales, sin embargo se realizarán Consulta Pública para conocer las opiniones de la población.
9	Patrimonio Cultural	C	D	[Etapa de Construcción] - Se realizará la inspección del área del Proyecto por parte de la Secretaría de Cultura.
10	Uso del agua	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo.
11	Enfermedades infecciosas como el VIH / SIDA	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo.
12	Condición de trabajo	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo.
13	Topografía y Geografía	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo.
14	Aguas Subterráneas	D	D	- No se espera la generación de impactos negativos a las aguas subterráneas.
15	Erosión del Suelo	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo.
16	Hidrología.	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo.
17	Flora y Fauna / Biodiversidad	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo.
18	Clima	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo.
19	Paisaje	C	C	[Etapa de Construcción y Funcionamiento] - Hay posibilidad de impactos negativos al paisaje por el tamaño de los paneles solares.
20	Áreas Naturales Protegidas	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo.
21	Control de sitios de disposición de desechos	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo.
22	Calentamiento Global	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo.
23	Contaminación de aire	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo a la atmósfera.
24	Contaminación del agua	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo al agua.
25	Contaminación de Suelo	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo al suelo.
26	Residuos Sólidos	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo por residuos sólidos.
27	Ruidos y vibraciones	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo.

	Componentes	Evaluación		Impactos Previstos
		Etapa de Construcción	Etapa de Funcionamiento	
28	Hundimiento del terreno	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo.
29	Olores ofensivos	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo.
30	Accidentes de tráfico	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo.

A: Impacto significativo previsto

B: Impacto moderado previsto

C: No se encuentra ninguna información, se requiere más investigación.

D: Ninguno o impacto leve previsto

+: Positivo

-: Negativo

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Tabla 8.3.4 Alcance para los proyectos de Energía Renovable <SOLAR TÉRMICA>

	Componentes	Evaluación		Impactos Previstos
		Etapa de Construcción	Etapa de Funcionamiento	
1	Desplazamiento de Población	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo.
2	Economía local y medios de vida	B+	B+	[Etapa de Construcción] - Se prevé la generación de empleos directos (mano de obra para construcción) e indirectos (vendedores, restaurantes, etc., de la zona cercana de la construcción) [Etapa de Funcionamiento] - Se tiene prevista la reactivación industrial por disminución del costo de energía.
3	Uso de suelo y Uso de Recursos Locales	D	D	- No se prevé impactos negativos
4	Capital Social y Organizaciones Locales	D	D	- No se prevé impactos negativos
5	Infraestructura y Servicios Sociales Existentes	D	B+	[Etapa de Funcionamiento] - Se prevé la estabilidad de los servicios de electricidad en el área del Proyecto, especialmente las facilidades públicas como escuela, puesto de salud, etc.
6	Etnias minoritarias e Indígenas	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo.
7	Descontrol de daños y beneficios	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo.
8	Conflictos locales provocados por los intereses comunes	C	C	- No se prevé generar conflictos locales, sin embargo se realizarán Consultas Públicas para conocer la opinión de la población involucrada.
9	Patrimonio Cultural	C	D	[Etapa de Construcción] - Se realizará la inspección del área del Proyecto por parte de la Secretaría de Cultura.
10	Uso del agua	D	D	- No se prevé ningún impacto.
11	Enfermedades infecciosas como el VIH / SIDA	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo.
12	Condición de trabajo	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo
13	Topografía y Geografía	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo
14	Aguas Subterráneas	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo.
15	Erosión del Suelo	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo
16	Hidrología.	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo
17	Flora y Fauna / Biodiversidad	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo significativo
18	Clima	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo significativo
19	Paisaje	C	C	[Etapa de Construcción y Funcionamiento] - Se prevé impactos negativos al paisaje por el tamaño de los paneles solares.
20	Áreas Naturales Protegidas	C	C	- Se debe identificar las áreas naturales protegidas.
21	Control de sitios de disposición de desechos	D	D	- No se prevé impacto negativo significativo.
22	Calentamiento Global	D	D	- No se prevé impactos negativos a la atmósfera.
23	Contaminación de aire	D	D	- No se prevé impactos por contaminación de emisiones al aire ambiente.
24	Contaminación del agua	D	D	- No se prevé impactos negativos al agua.
25	Contaminación de Suelo	D	D	- No se prevé contaminación por derrames de líquidos contaminantes al suelo.
26	Residuos Sólidos	D	D	- No se prevé generación de residuos sólidos por las obras.

	Componentes	Evaluación		Impactos Previstos
		Etapa de Construcción	Etapa de Funcionamiento	
27	Ruidos y vibraciones	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo
28	Hundimiento del terreno	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo
29	Olores ofensivos	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo
30	Accidentes de tráfico	D	D	- No se prevé ningún impacto negativo

A: Impacto significativo previsto

B: Impacto moderado previsto

C: No se encuentra ninguna información, se requiere más investigación.

D: Ninguno o impacto leve previsto

+: Positivo

-: Negativo

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Tabla 8.3.5 Alcance para los proyectos de Energía Renovable <GEOTÉRMICA>

	Componentes	Evaluación		Impactos Previstos
		Etapa de Construcción	Etapa de Funcionamiento	
1	Desplazamiento de Población	B-	C	[Etapa de Construcción] - Posible desplazamiento de algunas familias que residen en el entorno inmediato. [Etapa de Funcionamiento] - Se debe ejecutar el Plan de Monitoreo.
2	Economía local y medios de vida	B+	B+	[Etapa de Construcción y Etapa de Funcionamiento] - Hay posibilidad de generación de empleos directos (mano de obra para construcción) e indirectos (vendedores, restaurantes, etc., de la zona cercana de la construcción) [Etapa de Funcionamiento] - Se tiene prevista la reactivación industrial por disminución del costo de energía.
3	Uso de suelo y Uso de Recursos Locales	B-	D	[Etapa de Construcción] - Se afectarán las zonas agrícola y pecuaria. Se cortará parte de la vegetación (principalmente arbustiva). [Etapa de Funcionamiento] - Impactos negativos no significativos o ningún impacto previsto.
4	Capital Social y Organizaciones Locales	D	D	- No se prevé impactos negativos significativos, se prevé posibles beneficios a los lugareños
5	Infraestructura y Servicios Sociales Existentes	D	B+	[Etapa de Funcionamiento] - Se espera la estabilidad de los servicios de electricidad en el área del Proyecto, especialmente unos caminos de acceso.
6	Etnias minoritarias e Indígenas	C	C	- Se debe identificar la población indígena si hubiere en unos sitios de la instalación.
7	Distribución desequilibrada de daños y beneficios	D	D	- No se prevé daños significativos. Posibles beneficios a los lugareños
8	Conflictos locales provocados por los intereses comunes	C	C	- No se espera a generar conflictos locales, pero se realizaran Consultas Pública para confirmar las opiniones de la población.
9	Patrimonio Cultural	C	D	[Etapa de Construcción] - Se realizará la inspección del área del Proyecto por parte de la Secretaría de Cultura.
10	Uso del agua	B-	C	[Etapa de Construcción] - Se prevé gestionar permiso para el uso del agua no solo durante la etapa de construcción sino también la etapa de perforación de pozos.
11	Enfermedades infecciosas como el VIH / SIDA	D	D	- Poco o ningún impacto previsto.
12	Condición de trabajo	D	D	- Poco o ningún impacto previsto
13	Topografía y Geografía	B-	D	[Etapa de Construcción] - Se supone la generación de impactos negativos donde se realicen posibles obras de corte y relleno.
14	Aguas Subterráneas	D	D	- No se espera la generación de impactos negativos a las aguas subterráneas por los procesos de perforación, construcción y funcionamiento.
15	Erosión del Suelo	B-	D	[Etapa de Construcción] - Posible afectación al suelo por procesos erosivos, debido a las modificaciones de los terrenos donde se construyen las plataformas de perforación y las instalaciones de las plantas.
16	Hidrología.	D	D	- Se prevé afectación no significativa al recurso hídrico.
17	Flora y Fauna /	B-	B-	[Etapa de Construcción y Etapa de Funcionamiento]

	Componentes	Evaluación		Impactos Previstos
		Etapa de Construcción	Etapa de Funcionamiento	
	Biodiversidad			- Hay posibilidad de afectar a la flora, la fauna y biodiversidad de la zona
18	Clima	D	D	- Se prevé impactos negativos no significativos.
19	Paisaje	B-	B-	[Etapa de Construcción] - Hay posibilidad de impactos negativos al paisaje de la zona por la construcción de las plantas [Etapa de Funcionamiento] - Durante la operación se observa emisión de vapor a la atmosfera.
20	Áreas Naturales Protegidas	C	C	- Se debe identificar las áreas naturales protegidas.
21	Control de sitios de disposición de desechos	D	D	- Se espera muy poco impacto negativo, se tratara de utilizar los sitios autorizados por las instituciones competentes.
22	Calentamiento Global	D	D	- Poco o ningún impacto previsto
23	Contaminación de aire	B-	D	[Etapa de Construcción y funcionamiento] - Hay posibilidad de generar deterioro del aire debido a la emisión de gases de maquinaria de la obra (CO ₂ y H ₂ S), y también de las partículas de polvo en suspensión por las actividades de construcción.
24	Contaminación del agua	B-	D	[Etapa de Construcción] - Hay posibilidad de generar deterioro de la calidad del agua debido a contaminación y aceite provenientes de los sitios de construcción
25	Contaminación de Suelo	B-	B-	[Etapa de Construcción y Etapa de Funcionamiento] - Posible contaminación del suelo debido a derrame de aguas geotérmicas contaminantes.
26	Residuos Sólidos	B-	D	[Etapa de Construcción] - Generación de residuos sólidos por las obras.
27	Ruidos y vibraciones	B-	B-	[Etapa de Construcción] - Generación de ruidos y vibraciones debido a la operación de máquinas de construcción y tráfico de vehículos pesados. [Etapa de Funcionamiento] - Generación de ruidos por la operación de la Central.
28	Hundimiento del terreno	B-	B-	- Posible generación de hundimiento del terreno debido al súper-extracto de aguas termales.
29	Olores ofensivos	B-	B-	[Etapa de Construcción] - Generación de olores ofensivos debido a las emisiones de gases de combustión de la maquinaria de la construcción y perforación de pozos [Etapa de Operación] - Generación de olores ofensivos permanentes debido a las emisiones de H ₂ S en las Centrales.
30	Accidentes de tráfico	B-	D	[Etapa de Construcción] Posible ocurrencia de accidentes de tránsito en el área de la obra, debido al movimiento interno de vehículos por todas las actividades del proyecto..

A: Impacto significativo previsto

B: Impacto moderado previsto

C: No se encuentra ninguna información, se requiere más investigación.

D: Ninguno o impacto leve previsto

+: Positivo

-: Negativo

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Tabla 8.3.6 Alcance para los proyectos de Energía Renovable <BIOMASA>

	Componentes	Evaluación		Impactos Previstos
		Etapa de Construcción	Etapa de Funcionamiento	
1	Desplazamiento de Población	B-	C	[Etapa de Construcción] - Posible desplazamiento de algunas familias que residen en el entorno inmediato [Etapa de Funcionamiento] - Se debe ejecutar un Plan de Seguimiento.
2	Economía local y medios de vida	B+	B+	[Etapa de Construcción] - Hay posibilidad de generación de empleos directos (mano de obra para la construcción) e indirectos (vendedores, restaurantes, etc., de la zona cercana a la construcción) [Etapa de Funcionamiento] - Se tiene prevista la reactivación industrial por disminución del costo de energía.
3	Uso de suelo y Uso de Recursos Locales	D	D	- No se prevé impactos negativos significativos
4	Capital Social y Organizaciones Locales	D	D	- No se prevé impactos negativos significativos
5	Infraestructura y Servicios Sociales Existentes	D	B+	[Etapa de Funcionamiento] - Se espera la estabilidad de los servicios de electricidad en el área del Proyecto.
6	Etnias minoritarias e Indígenas	D	D	- No se prevé afectación a población indígena
7	Descontrol de daños y beneficios	D	D	- No se espera la generación descontrolada de daños y/o beneficios en el sitio del Proyecto, la planta se proyecta en un área pequeña.
8	Conflictos locales provocados por los intereses comunes	C	C	- No se espera generar conflictos locales, sin embargo se realizaran Consultas Públicas para confirmar las opiniones de la población involucrada.
9	Patrimonio Cultural	C	D	[Etapa de Construcción] - Se realizará la inspección del área del Proyecto por parte de la Secretaría de Cultura.
10	Uso del agua	C	C	- Se debe identificar y controlar el uso del agua.
11	Enfermedades infecciosas como el VIH / SIDA	D	D	- No se prevé impactos por el VIH
12	Condición de trabajo	D	D	- No se prevé afectación a las condiciones de trabajo
13	Topografía y Geografía	B-	D	[Etapa de Construcción] - Se prevé generación de impactos negativos no significativos a la topografía y geografía donde se realicen las obras de construcción.
14	Aguas Subterráneas	D	D	- No se prevé la generación de impactos negativos significativos a las aguas subterráneas.
15	Erosión del Suelo	B-	D	[Etapa de Construcción] - Se prevé la afectación al suelo, por efectos erosivos, debido a las actividades de remoción de tierra, etc.
16	Hidrología.	D	D	- No se prevé generar impactos a la hidrología en donde se instalen las centrales.
17	Flora y Fauna / Biodiversidad	D	D	- No se prevé impactos negativos significativos a estos componentes
18	Clima	D	D	- Poco o ningún impacto previsto.
19	Paisaje	D	D	- Poco o ningún impacto previsto.
20	Áreas Naturales Protegidas	C	C	- Se debe identificar las áreas naturales protegidas, si las hubieren.
21	Control de sitios de disposición de desechos	D	D	- Se espera muy poco impacto negativo ya que se utilizará el sitio de disposición de desechos, autorizado por las

	Componentes	Evaluación		Impactos Previstos
		Etapa de Construcción	Etapa de Funcionamiento	
				instituciones competentes.
22	Calentamiento Global	D	B-	[Etapa de Funcionamiento] - Se prevé posibles impactos negativos debido a emisiones de gas metano.
23	Contaminación de aire	B-	B-	[Etapa de Construcción y Funcionamiento] - Se prevé contaminación por emisión de gases al aire ambiente por el uso de la maquinaria en la obra y partículas de polvo en suspensión por las actividades en general.
24	Contaminación del agua	B-	B-	[Etapa de Construcción y Funcionamiento] - Hay posibilidad de generar deterioro de la calidad del agua para beber, debido a derrame puntual de aceites y combustible provenientes de la maquinaria.
25	Contaminación de Suelo	B-	B-	[Etapa de Construcción y Funcionamiento] - Hay posibilidad de generar deterioro de la calidad del suelo debido a contaminación por derrame de aceites y combustibles provenientes de la maquinaria.
26	Residuos Sólidos	B-	B-	[Etapa de Construcción y Funcionamiento] - Se prevé generación de residuos sólidos por las obras y la operación.
27	Ruidos y vibraciones	B-	B-	[Etapa de Construcción] - Generación de ruidos y vibraciones debido a la operación de máquinas de construcción y del tráfico eventual de vehículos pesados. [Etapa de Funcionamiento] - Generación de ruidos por la operación de la Central.
28	Hundimiento del terreno	D	D	- Ningún impacto previsto
29	Olores ofensivos por gases de combustión y desechos sólidos	B-	B-	[Etapa de Construcción] - Generación de olores ofensivos debido a las emisiones de gases de combustión de las maquinas y generación de residuos sólidos. [Etapa de Funcionamiento] - Generación de olores ofensivos debido a las emisiones de gases al aire ambiente, por combustión al operar la planta
30	Accidentes de transito	D-	D	[Etapa de Construcción] No se prevé la posibilidad de ocurrencia de accidentes de tránsito en el área de la obra.

A: Impacto significativo previsto

B: Impacto moderado previsto

C: No se encuentra ninguna información, se requiere más investigación.

D: Ninguno o impacto leve previsto

+: Positivo

-: Negativo

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

8.3.3 Prioridades para las Energías Renovables dentro del marco de las Consideraciones Ambientales y Sociales

Como resultado del análisis de las barreras existentes para la implementación de los proyectos de energías renovables así como los EIA, antes mencionados, se recomiendan las siguientes prioridades a tomar en cuenta para promover el desarrollo de energías renovables en El Salvador:

(1) Prioridades para las Políticas

- Las políticas energéticas en El Salvador debe tener en cuenta el marco ambiental y social.- La Ley General de Electricidad debe estar armonizada con las diversas leyes relacionadas al sector eléctrico..
- Crear un estándar en interconexión eléctrica de la red de recursos distribuidos, tales como pequeñas centrales hidroeléctricas y la energía solar fotovoltaica.
- Es urgente modificar la Ley del Medio Ambiente y armonizarla con las leyes relacionadas.

(2) Prioridades para las Instituciones

- Es imprescindible darle la prioridad máxima a la publicación de directrices para las instituciones gubernamentales con el fin de establecer un patrón general con respecto a las energías renovables y su aplicación final.
- El Estado debe ser parte del proceso para fortalecer el conocimiento relacionado mediante la capacitación del personal de las instituciones gubernamentales involucradas en asuntos relacionados con las energías renovables y el medio ambiente
- Apoyo al intercambio de información orientado a la transferencia de tecnologías de los recursos energéticos renovables, con el objetivo de enriquecer las capacidades de los técnicos para desarrollar estos proyectos.
 - El Estado debe aprovechar al máximo el recurso humano existente del país, específicamente a los profesionales especializados en las disciplinas relacionadas las fuentes de energía renovables.
 - Acuerdos con universidades centradas en proyectos relativos a fuentes de energía renovables, tanto a nivel científico como a su aplicación.
 - El Estado debe apoyar la generación de información sobre los recursos energéticos renovables, y también debería proporcionar directrices para las instituciones involucradas en este tema. Con esto se espera que permita que su personal maneje la información sin discreción y en el marco de la Ley de Derecho a la Información.

(3) Prioridades para la Implementación del Proyecto

- Prioridades financieras: Implementar un sistema adecuado de protección que dará seguridad a la inversión en este sector, reducir los altos porcentajes de las inversiones y aumentar los incentivos económicos, y lograr tarifas razonables, que beneficiaría a la población en general.

Capítulo 9 Propuestas para la Promoción del uso de las Energías Renovables

9.1 Propuestas para el desarrollo de las energías renovables

A base de los resultados obtenidos en las investigaciones y estudios realizados, se definen algunas propuestas sobre el rumbo que podría tomar en el futuro la política de energías renovables así como el desarrollo de cada fuente de energía. Las propuestas analizan las diferentes fuentes de energía y han sido categorizadas en tres aspectos, tal como se refiere en el cuadro 9.1.1: (1) técnico; (2) económico y financiero; y (3) ambiental.

Tabla 9.1.1 Propuestas sobre el rumbo del desarrollo de energías renovables basado en los resultados del estudio

	Aspecto técnico	Aspecto Económico y Financiero	Aspecto Ambiental
General	<p>1. Cada una de las fuentes de energía (hidráulica a pequeña escala, eólica, solar PV, solar térmica, geotérmica, de biomasa y de biogás) difieren entre sí por su grado de dificultad de explotación. Por consiguiente, es necesario realizar una preparación adecuada y estudios que permitan promover la introducción de fuentes de energías renovables tomando en consideración el grado de madurez de cada tecnológica.</p>	<p>1. El interés de los bancos comerciales tan alto como del 8% tiene incidencia negativa y es una de las barreras para la preparación de fondos necesarios para el desarrollo de proyectos renovables. Dado que el desarrollo de fuentes de energías renovables requiere costos de inversión inicial altos (comparados con costos de inversión de otras fuentes existentes), es necesario considerar el establecer sistemas de financiación con bajo interés exclusivo para el desarrollo de energías renovables.</p>	<p>1. Disponer de procedimientos simplificados para la obtención de permisos ambientales requeridos para el desarrollo de energías renovables que poseen un menor impacto ambiental.</p> <p>2. Clarificar el estado de desarrollo de fuentes de energía renovables en las zonas naturales protegidas.</p>

	Aspecto técnico	Aspecto Económico y Financiero	Aspecto Ambiental
Pequeñas Centrales Hidroeléctricas	<ol style="list-style-type: none"> 1. Confirmar la exacta altura de caída de agua (metros) y el caudal (m³/s) del lugar a través de la exploración adecuada de sitios prometedores. 2. Desde el punto de vista a largo plazo, es necesario preparar y dar mantenimiento a una Red de Observación Hidrológica y acumular datos hidrológicos en estaciones hidrológicas en todas las regiones del país con lo cual se podrá disponer de mayor información. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Para hacer viable el desarrollo de los proyectos con potencia de 100 kW hasta 200 kW se considera necesario subsidiar los gastos de conexión a la red en forma total o al menos en un tercio del costo. 2. En cuanto a proyectos de mayor potencia (0.3 MW a 5 MW), se considera posible desarrollar dichos proyectos sin ningún subsidio. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Establecer directrices para el mantenimiento del caudal ambiental del río. 2. Es necesario elaborar procedimientos y formularios para aplicar por y obtener permisos ambientales especialmente enfocados a proyectos de generación de energía de pequeñas hidroeléctricas.
Eólica	<ol style="list-style-type: none"> 1. Realizar mediciones de velocidad de vientos en los sitios con mayor potencial identificados en el mapa eólico. 2. Realizar una evaluación detallada del potencial eólico en los puntos seleccionados a través de las PreF/S o F/S. 3. Capacitar profesionales y expertos técnicos que puedan dirigir el desarrollo y el mantenimiento de proyectos eólicos. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Bajo la actual ley de incentivos fiscales que aplica a proyectos menores o iguales a 20 MW, el costo de construcción debería ser menor de 1,700 US\$/kW y con factor de planta mayor a 35% para que los proyectos eólicos se vuelvan viables. 2. Es recomendable el monitoreo a escala global del desarrollo tecnológico y sus costos. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Es necesario elaborar procedimientos y formularios para la obtención de permisos ambientales dirigidos al desarrollo de proyectos de potencial eólico.
Solar Foto Voltaica	<ol style="list-style-type: none"> 1. El potencial de radiación solar es relativamente alto; por ejemplo, en San Salvador. 2. Es necesario realizar proyectos pioneros para resolver problemas técnicos relacionados a su desarrollo. 3. Entrenamiento de expertos técnicos que puedan dirigir el desarrollo y mantenimiento de proyectos de energía solar fotovoltaica. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Bajo la actual ley de incentivos fiscales que aplica a proyectos menores o iguales a 20 MW, el costo de desarrollo debería ser menor a 1,600 US\$/kW y con un factor de planta mayor a 25% para hacer el proyecto viable. 2. Es recomendable el monitoreo a escala global del desarrollo tecnológico y sus costos. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Es necesario elaborar procedimientos y formularios para la obtención de permisos ambientales dirigidos al desarrollo de proyectos enfocados a energía solar fotovoltaica.

	Aspecto técnico	Aspecto Económico y Financiero	Aspecto Ambiental
Solar Térmica	<ol style="list-style-type: none"> 1. Actualmente , el alto costo de inversión inicial obstaculiza la introducción 2. Es imprescindible el monitoreo de la evolución tecnológica a escala global así como el nivel de costo para decidir el momento oportuno de inversión. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. El tamaño estándar para el desarrollo de proyectos de energía solar termal comprende de 30 MW a 50 MW, el cual está fuera del rango de aplicación de la ley de incentivos fiscales por lo cual se recomienda promover ampliar el margen de capacidad para acceder al incentivo fiscal. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Es necesario elaborar procedimientos y formularios para la obtención de permisos ambientales dirigidos al desarrollo de proyectos enfocados a energía solar térmica.
Geotérmica	<ol style="list-style-type: none"> 1. A partir de 2017 será importante promover el desarrollo de dicha tecnología sobre la base del plan elaborado por LaGeo y fortalecer la “carga base”(base load) 2. Sera necesario hacer investigaciones y estudios para formular el plan de desarrollo a partir del año 2017 en adelante. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Se requiere considerar la posibilidad de invertir fondos públicos para realizar investigaciones de nuevos recursos geotérmicos que puedan aligerar cargas y riesgos de los promotores particulares. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Simplificar los procedimientos para la obtención de permisos ambientales y agilizar el tiempo requerido para su trámite.
Biomasa	<ol style="list-style-type: none"> 1. Expansión de la capacidad de la generación de energía en las instalaciones que utilizan bagazo. 2. Examinar el potencial de otros recursos de biomasa por regiones. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Recolectar informaciones de costo con referencia a la utilización de recursos de biomasa. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Simplificar y arreglar procedimientos y formatos para la aplicación del permiso ambiental específicamente enfocado a biomasa.
Biogás	<ol style="list-style-type: none"> 1. F/S para desarrollo de proyectos nuevos o ampliaciones que ocupan el biogás de los rellenos sanitarios. 2. Acumulación de experiencias y mayor información a partir de la implementación de proyectos piloto que utilizan las diferentes tecnologías de biogás por ejemplo, de residuos de ganadería o aguas negras. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Recolectar informaciones sobre el costo de utilización de recursos de biogás. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Procedimientos y formatos para a aplicación del permiso ambiental específicamente enfocado al biogás.

9.2 Apoyos gubernamentales e incentivos para los desarrolladores de proyectos de energía eléctrica que utilizan recursos renovables

Como se ha examinado en la sección 9.1, los siguientes ítems se pueden considerar como esquemas de soporte gubernamental o de incentivos para los desarrolladores de proyectos de energía eléctrica.

- (1) La necesidad de un sistema de financiamiento a baja tasa de interés para mejorar el flujo de caja de los desarrolladores de proyectos de energías renovables, como por ejemplo, establecer el “Fondo para el desarrollo de Energías Renovables”.
- (2) Ampliar el margen del incentivo fiscal existente (del Decreto 462) de 20MW a 50MW para la generación del solar termal o de biomasa.
- (3) Preparación de una red de estaciones de observación hidrológica dirigidas por organizaciones gubernamentales.
- (4) Instalar medidores de radiación solar y de potencial eólico dirigido por organizaciones gubernamentales.
- (5) Para el desarrollo de las tecnologías eólico, PV solar y solar termal, se requiere urgentemente el entrenamiento de expertos técnicos contando con la coordinación de las organizaciones gubernamentales, universitarias y empresas públicas/comerciales con la mirada en el futuro cuando el costo de introducción de dichas tecnologías se aminore.

Capítulo 10 El Plan Maestro de Energías Renovables

En este capítulo se describe el Plan Maestro sobre energías renovables que ha sido elaborado en base a las investigaciones y conclusiones obtenidas de los estudios y reuniones de trabajo realizadas hasta la fecha. Este Plan Maestro se preparó basado en siete tipos de energías renovables y pretende ser un Plan Indicativo de Desarrollo para 15 años que abarca desde el 2012 hasta el 2026. Entre las fuentes discutidas hay algunas cuyas necesidades para viabilizar el camino para su implementación son mayores que otras y por esta razón también se ha presentado información necesaria para ello.

10.1 Definición del Plan Maestro

10.1.1 Fuentes de energías analizadas

Para el Plan Maestro se han considerado las siguientes fuentes de energías renovables:

- Pequeñas Centrales Hidroeléctricas
- Eólica
- Solar Foto Voltaica
- Solar Térmica
- Geotérmica
- Biomasa
- Biogás

Como se discutió en el Capítulo 8, algunas fuentes de energía renovable todavía necesitan investigación y desarrollo así como pruebas a nivel piloto antes de ser implementadas ya que es prematuro introducirlas debido a su desarrollo tecnológico y las condiciones del mercado actuales. Para estas fuentes se presentó información referente a: (1) problemas técnicos actuales a ser evaluados hacia la implementación, (2) “planes de acción” hacia la implementación y (3) ejemplos de casos de implementación como referencia.

10.2 El Plan Indicativo del Desarrollo

Tal como se presenta en el Capítulo 2, en El Salvador el suministro de electricidad se realiza a través de transacciones en el mercado eléctrico. Las empresas de generación eléctrica estatales y las privadas juegan un papel importante en las actividades del suministro de electricidad; por consiguiente, el plan de desarrollo futuro está íntimamente relacionado con los planes de inversión de estas empresas generadoras de energía eléctrica.

En otros países donde se aplica el sistema de libre mercado de electricidad (por ejemplo, Colombia) la institución gubernamental a cargo de la Política Energética generalmente prepara y publica un Plan Indicativo de Desarrollo que abarca los siguientes 15 años.

Esta referencia se aplicará en este Plan Maestro, lo cual implica un período de 15 años para preparar el Plan Indicativo de Desarrollo (del 2012 al 2026).

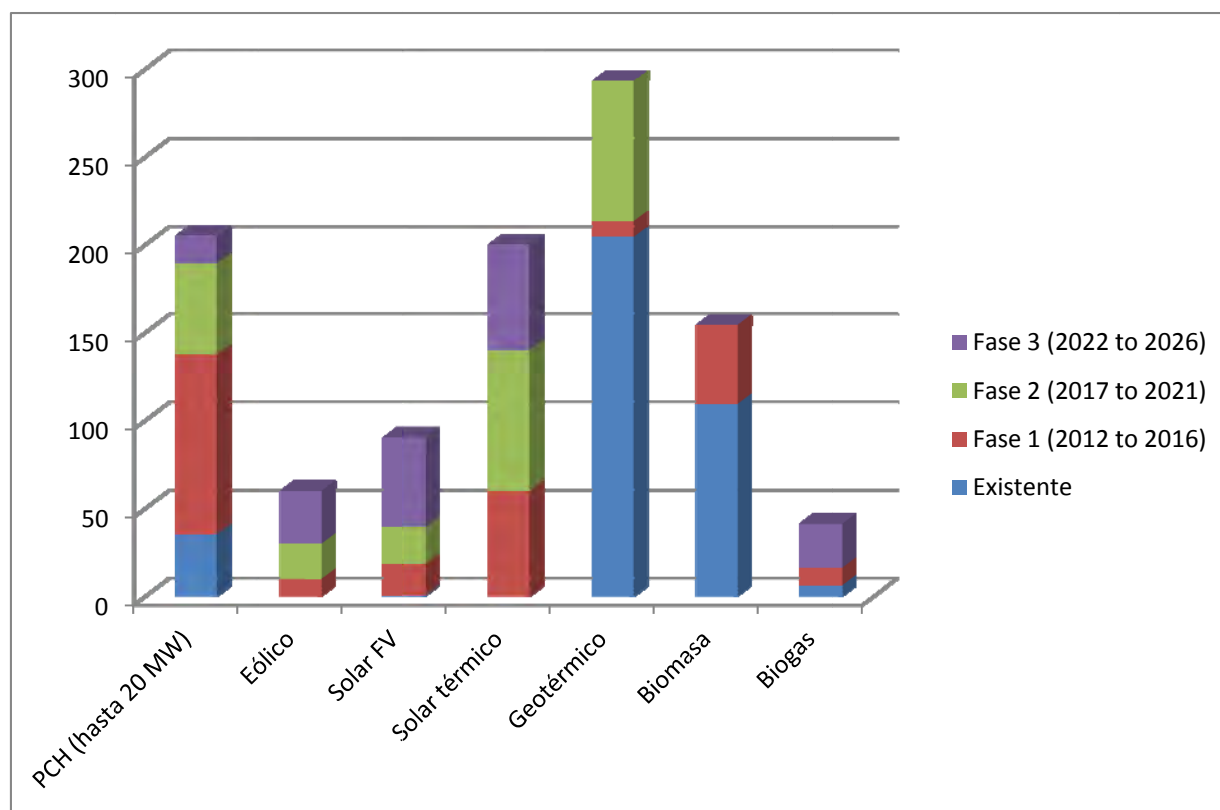
Un Plan Indicativo de Desarrollo debe actualizarse en determinado momento del año y en él deben reflejarse los planes de inversión o de expansión preparados por las empresas estatales y privadas. Para que el Plan esté al día, es imprescindible estar informado de las últimas disposiciones de estas empresas, por lo cual se debe intercambiar información con la organización gubernamental a cargo, en este caso el CNE. Se recomienda formular el Plan Indicativo de Desarrollo incluyendo la información más reciente que surja de los intercambios antes mencionados.

Como el sistema de suministro de electricidad depende del mecanismo del mercado, en la Tabla 10.2.1 se presenta la capacidad estimada en el Plan Maestro sin discriminación de prioridad entre fuentes, dividiendo el período de 15 años en tres fases: Fase 1 (2012~2016), Fase 2 (2017 ~2021), y Fase 3 (2022 ~2026)

Tabla 10.2.1 Plan Indicativo de Desarrollo (2012 a 2026)

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	103.9 MW	33.5 MW	25.3 MW	162.7 MW
Eólica	-	10 MW	20 MW	30 MW	60MW
Solar Foto Voltaica	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

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)



(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Figura 10.2.1 Capacidad estimada para cada fuente de energía renovables en el Plan Maestro

Para el Plan indicativo de Desarrollo anterior, podemos mencionar las siguientes observaciones:

- 1) Para las pequeñas centrales hidroeléctricas; 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 (con crédito bancario) de más de 1.0. Los proyectos de las etapas 2 y3 fueron seleccionados tomando en consideración la viabilidad económica y un proyecto de tamaño atractivo 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 1.0.
- 2) En cuanto al potencial eólico, CEL (a cargo del desarrollo de un proyecto) tiene un plan para 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 figuras en el Plan Indicativo de Desarrollo son asumidas, confirmadas a través del proceso de consulta realizado a través del CNE.
- 3) En cuanto a la tecnología solar Fotovoltaica, CEL, (la organización a cargo) apenas tiene el plan de instalar una central de aproximadamente 18MW. Se ha supuesto que el plan de construcción será concluido en el año 2016. Para los planes de desarrollo después del 2016, las figuras en el Plan Indicativo de Desarrollo son asumidas, confirmadas 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 entregada de ambas instituciones a fin de estimar las posibilidades futuras de introducción de esta tecnología.

5) En cuanto a la energía geotérmica, LaGeo (a cargo del desarrollo de este recurso) solo cuenta con un plan que abarca hasta el 2017. Será necesario realizar una investigación adicional para concretar el contenido del plan. Por otro lado, se estima desarrollar otros 60 a 90 MW, en vista del potencial desarrollable.

6) Para el biogás, las cifras del Plan Indicativo son cifras estimadas basadas en el plan de expansión a corto plazo (10MW en adición) y el plan de expansión a largo plazo (25MW en adición) de los planes existentes en la planta de biogás del relleno sanitario de Nejapa.

Los detalles de los análisis tecnológicos presentados en el Plan Indicativo de Desarrollo, se describirán en la siguiente sección.

10.3 El Plan Maestro por Fuentes de Energía

Sobre la base de lo contemplado y estudiado respecto a las distintas tecnologías y el grado de madurez de cada fuente de energía, las cuales están mencionados en el artículo 8.1 del capítulo 8 (Estudio sobre el aspecto tecnológico), se ha confeccionado un plan maestro sobre las siete fuentes de energías renovables.

- Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (hasta 20MW)
- Eólica
- Solar Foto Voltaica
- Solar Térmica
- Geotérmica
- Biomasa
- Biogás

A continuación se describen detalladamente cada una de éstas fuentes de energía:

10.3.1 Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

El plan maestro para la hidráulica fue preparado en concordancia con lo presentado en la sección 8.1.1 del Capítulo 8. Basados en las informaciones sobre los lugares existentes así como nuevos lugares identificados a través de trabajos de oficina, se ha discutido y obtenido un resumen desde el punto de vista económico que incluye la estimación del costo para el desarrollo así como la viabilidad económica de los puntos de referencia. Tomando en consideración los resultados de la investigación planes de desarrollo fueron elaborados para los tres periodos de cinco años, definidos en el plan maestro (15 años comprendidos del 2012 al 2027).

El Programa de desarrollo y el número de sitios a desarrollar en cada fase son los presentados en la Tabla 10.3.1.1

La formulación del plan maestro se presenta a continuación:

El Plan Maestro para pequeñas centrales hidroeléctricas se llevo a cabo a través del análisis de estudios previos y la verificación de los sitios con potenciales recientemente encontrados de pequeñas centrales hidroeléctricas, a través del estudio de mapas topográfico, análisis hidrológico, estimación de costo por medio de las fórmulas de lineamientos japoneses, costo unitario actual en El Salvador y análisis financiero. El tamaño de la capacidad instalada es determinado por la optimización de la relación B-C.

En el plan maestro para el desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas se consideraron tres fases de 5 años cada una, desde el año 2012 al 2027, se adoptaron los siguientes criterios.

- Fase-I (2012-2017) : En la Fase-I se consideran desarrollar los Proyectos en concesión/construcción, proyectos de 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. Los sitios potenciales en áreas naturales protegidas (SANP) no son considerados.
- Fase-II (2017-2022) : En la Fase-II se consideran desarrollar el 50 % de los sitios potenciales con B/C (con préstamo bancario) mayor de 1.0 y con potencia mayor de 250kW. Los sitios potenciales en áreas naturales protegidas (SANP) no están considerados.
- Fase-III (2022-2027) : En la Fase-III se asume que se desarrollarán el 50 % de los sitios potenciales restantes con C/B (con préstamo bancario) mayor de 1.0 y la capacidad potencial mayor de 250kW. 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 proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas se seleccionaron en el plan maestro para el período 2012-2027. La capacidad total a instalar se ha estimado en 162.7MW (103.9MW en la Fase-I, 33.5MW en la Fase-II y 25.3MW en la Fase-III, respectivamente). La energía anual total a producir 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 será de US\$483.4millones.

Tabla 10.3.1.1 Resumen de plan maestro de desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas

Fase	Condiciones	Número de Proyectos	Potencia (MW)	Energía (MWh/Año)	Factor de Planta	Inversión Total (x 1,000 US\$)	Costo/kW (US\$)	Base del Proyecto (sin préstamo del Banco)		
								TIR (Promedio)	VAN (Promedio)	B/C (Promedio)
								(%)	(x1,000 US\$)	
Fase-I (2012-2017)	En Const., 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 >=1, P>=0.25 (MW), 50% de Potencial	32	33.5	146,100	50%	92,500	2,761	29.3%	3,500	1.72
Fase-III (2022-2027)	B/C >=1, P>=0.25 (MW), 50% de Potencial	32	25.3	89,200	40%	85,800	3,391	17.6%	1,400	1.33
TOTAL		123	162.7	671,400	47%	483,400	2,972	24.7%	3,248	1.52

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

10.3.1.1 Programa de trabajo para la formulación del Plan Maestro de pequeñas centrales hidroeléctricas

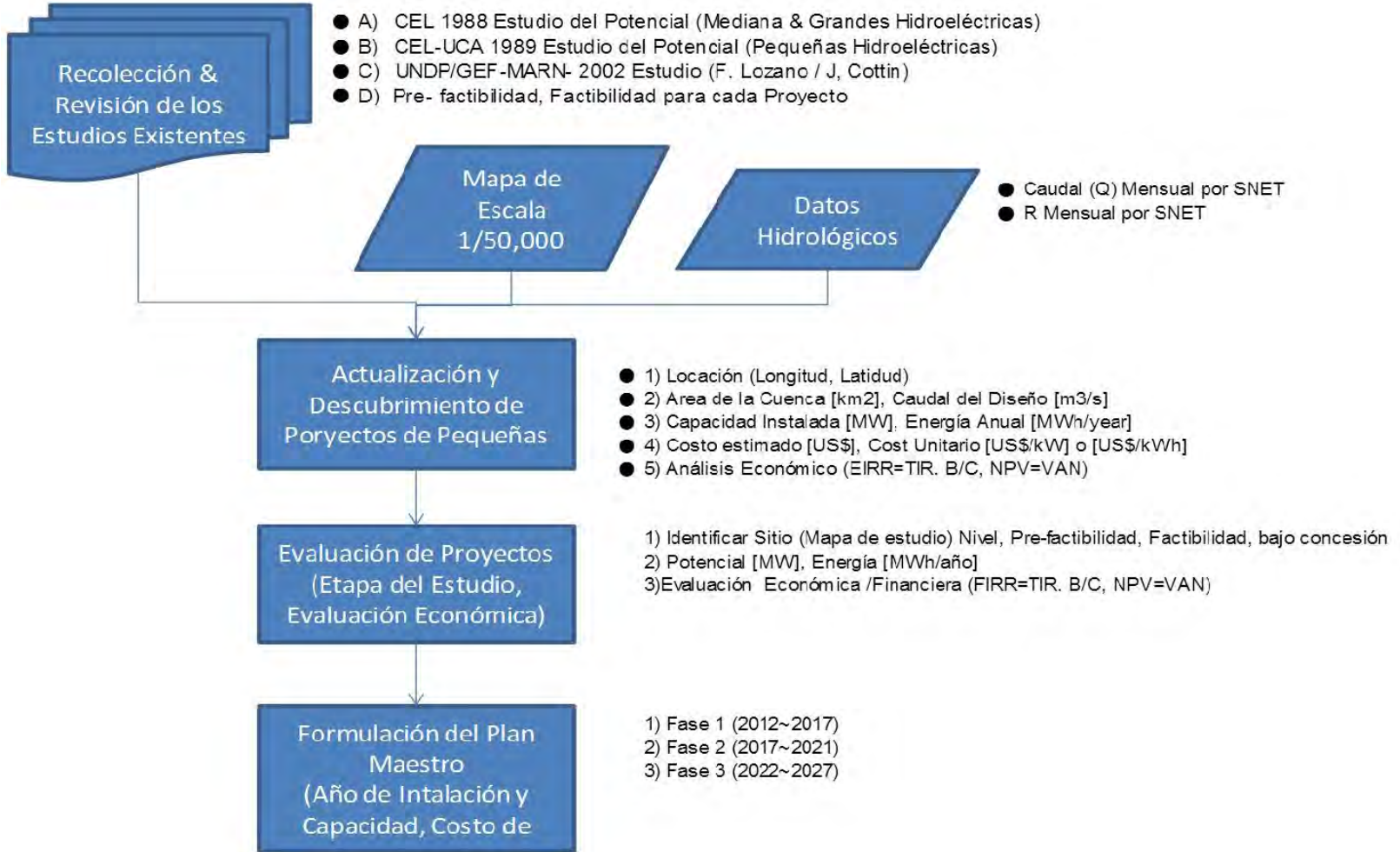
Un estudio a nivel nacional sobre pequeñas centrales hidroeléctricas fue efectuado por CEL-UCA, el cual se realizó en 1989, es decir que data de hace 23 años. En 2002, los costos de inversión y los valores económicos para algunos sitios potenciales en el estudio CEL-UCA de 1989 fueron actualizados por UNDP/GEF-MARN (Transénergie, F. Lozano / J. Cottin, 2002). Es de hacer notar que no todos los sitios potenciales del estudio CEL-UCA fueron actualizados y si consideramos que ya transcurrieron 10 años de este segundo estudio, se hace necesario la actualización de los mismos. Por otra parte, se efectuaron por una empresa privada, estudios de factibilidad o de perfectibilidad para algunos sitios, pero un estudio de potencial a nivel nacional sobre pequeñas centrales hidroeléctricas no ha sido actualizado a la fecha. En consecuencia actualizar un estudio de potencial de pequeñas centrales hidroeléctricas es necesario.

Para seleccionar los sitios viables entre estos lugares descritos en el párrafo anterior se evaluó y actualizó la factibilidad técnica, económica, financiera y ambiental.

Un 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 potencia [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 por medio de la utilización 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 sobre la base del estado de desarrollo de los proyectos tales como etapa del estudio
- D. Impactos ambientales y evaluación de viabilidad

El flujo de trabajo para la formulación del plan maestro para el desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas es mostrado en la Figura 10.3.1.1.



(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Figura 10.3.1.1 Flujo de trabajo para la formulación del plan maestro para pequeñas centrales hidroeléctricas

10.3.1.2 Revisión de estudios previos de pequeñas centrales hidroeléctricas

Para la formulación del plan maestro para el desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas menores de 20MW de 2017 a 2027 los sitios fueron actualizados utilizando mapas topográficos con una escala de 1/50,000, información hidrológica reciente y un estudio de costo económico por el Equipo de Estudio basado en los siguientes estudios previos.

- a). CEL 1988, estudio de potencial para energía hidroeléctrica de mediana y grande escala
- b). CEL-UCA 1989, estudio de potencial para pequeñas centrales hidroeléctricas
- c). UNDP/GEF-MARN, Estudio de 2002 (Transénergie, F. Lozano / J. Cottin)
- d). E/PF y E/F en cada proyecto de hidroeléctrico

Sin embargo, los potenciales tales como capacidad instalada [MW], energía anual [MWh/año] y los valores financieros de los proyectos de estudios previos no están actualizados y se han usado los valores de los mismos estudios.

Únicamente los sitios ubicados en los mapas de los estudios identificados en el párrafo anterior por los literales a, b y c, fueron revisados y re-evaluados, utilizando mapas topográficos, datos hidrológicos y valores económicos recientes.

10.3.1.3 Hallazgo y evaluación de nuevos sitios potenciales

En los sitios potenciales propuestos por los estudios previos tales como el estudio CEL-UCA de 1989, no están incluidos los sitios potenciales que no son económicamente factibles en el informe final. La mayoría de sitios propuestos por el estudio CEL-UCA de 1989 fueron investigados por un estudio en mapas con investigación de campo. En este estudio para el plan maestro, nuevos sitios potenciales fueron encontrados y evaluados utilizando mapas topográficos con una escala de 1/50,000, información hidrológica y costo económico reciente por el Equipo de Estudio. Los potenciales tales como la capacidad instalada [MW], la energía anual [MWh/año] y los valores financieros son evaluados utilizando valores recientes.

10.3.1.4 Evaluación técnica de sitios potenciales

Para la elaboración del plan maestro, se realizó un análisis técnico en el cual se evaluaron y seleccionaron sitios potenciales de pequeñas centrales hidroeléctricas. Para revisar los sitios existentes propuestos en estudios previos y encontrar nuevos sitios potenciales, se hizo una serie de estudios por medio de mapas topográficos, un estudio hidrológico y una evaluación financiera, para cada sitio potencial.

- A. Estudio por medio de mapas
 - i) Caída bruta

Mapas topográficos con una escala de 1:50,000 se utilizaron para la medición y verificación de la caída bruta [m] de cada sitio potencial. Nuevos sitios potenciales para cada pequeña central hidroeléctrica

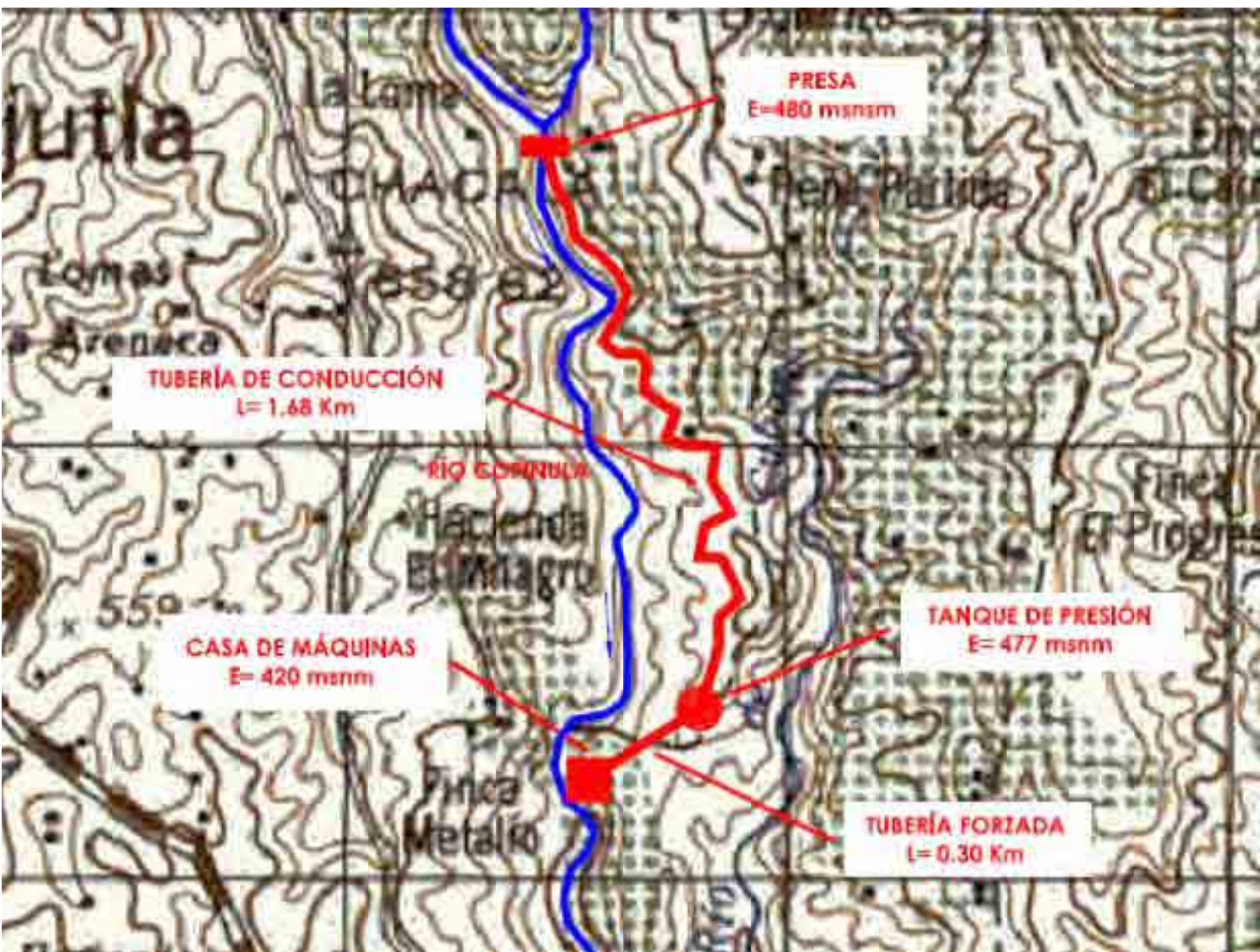
también fueron propuestos por el Equipo de Estudio.

ii) Ubicación propuesta para obra de toma y casa de máquinas

Los sitios propuestos para obra de toma y casa de máquinas de estudios previos fueron revisados y se propusieron nuevos sitios para obra de toma y casa de máquinas utilizando mapas topográficos con una escala de 1:50,000.

iii) Longitud del canal y tubería a presión

La longitud del canal fue medida utilizando las curvas de nivel hasta el sitio propuesto del tanque de presión. La longitud de la tubería a presión fue medida entre el tanque de presión propuesto y el sitio propuesto para casa de máquinas considerando la pendiente. Un ejemplo de estudio de mapa es mostrado en la Figura 10.3.1.2.



(Fuente: INGENDEHSA S.A. DE C.V.)

Figura 10.3.1.2 Ejemplo de estudio de mapa para trazo de pequeña central hidroeléctrica

B. Estudio hidrológico

La descarga promedio diaria en el sitio de toma seleccionado fue estimada utilizando los datos disponibles sobre descarga promedio diaria en la estación hidrológica más cercana e información promedio mensual sobre lluvia de estaciones pluviométricas cercanas según se muestra en la Figura 10.3.1.3 y por medio de la ecuación siguiente.

$$Q_d = Q_s \frac{A_d \times R_d}{A_s \times R_s}$$

En donde,

Q_d : Caudal diario estimada en el sitio de toma propuesto [m^3/s]

Q_s : Caudal diario promedio observada en la estación hidrológica cercana [m^3/s]

A_d : Área de captación en el sitio de toma propuesto [km^2]

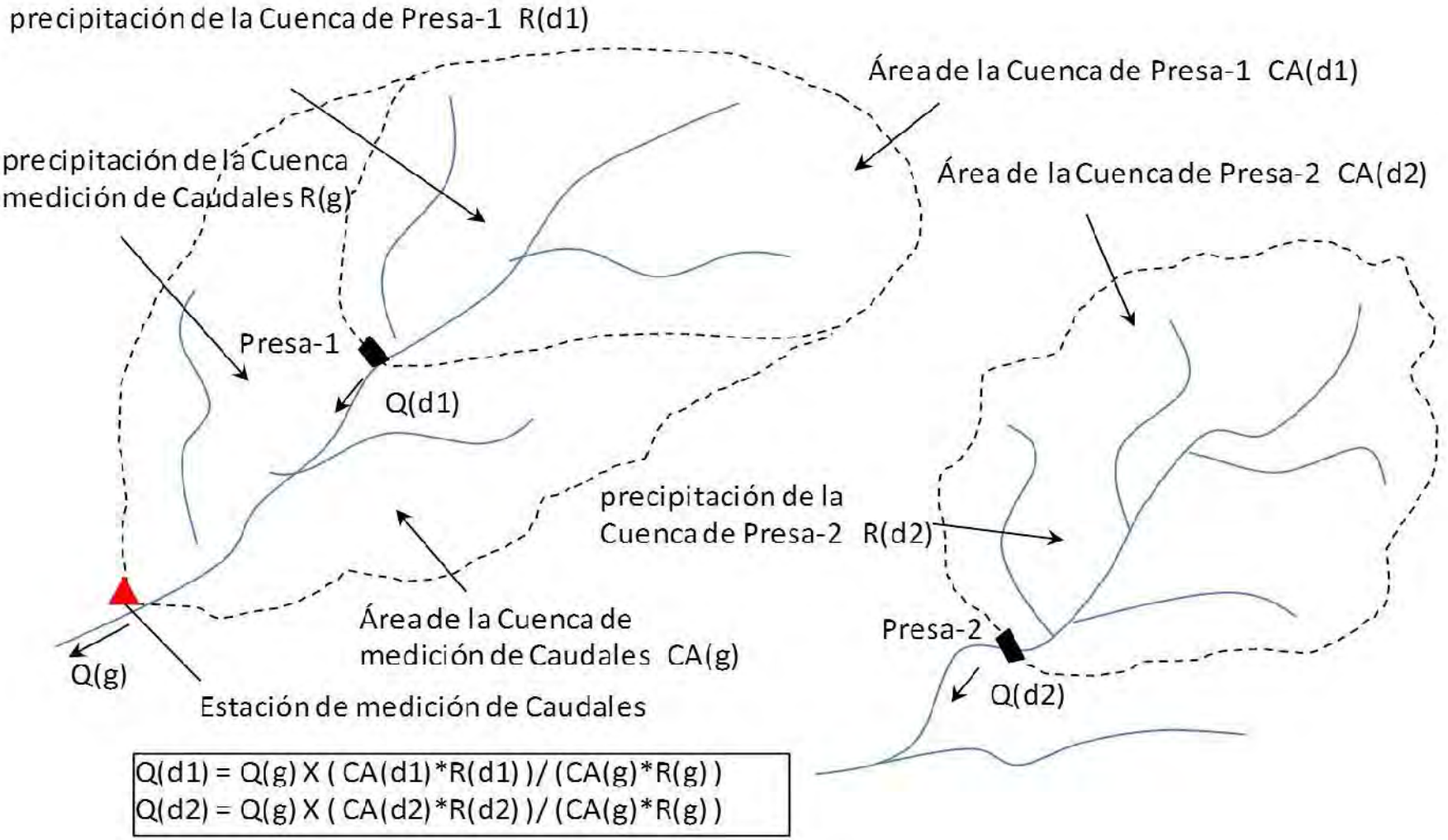
A_s : Área de captación en la estación hidrológica cercana [km^2]

R_d : Precipitación mensual promedio en la cuenca del sitio de toma propuesto [mm/mes]

R_s : Precipitación mensual promedio en la cuenca de la estación hidrológica cercana [mm/mes]

La precipitación mensual promedio en los sitios propuestos en las estaciones hidrológicas se estimaron utilizando la información disponible sobre precipitación de SNET y los Polígonos de Thiessen.

Después de la estimación de la descarga diaria promedio en los sitios de toma propuestos, las curvas de duración de caudales diaria de los períodos disponibles fueron creadas.



(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Figura 10.3.1.3 Estimación del caudal en el sitio de toma propuesto

C. Caudal de diseño

El caudal de diseño para cada sitio potencial fue determinado en base a los resultados del estudio de optimización por la máxima relación Beneficio- Costo (B-C o VAN). El caudal es evaluado en el rango de 10% a 95% en incrementos de 5% de las curvas de duración de caudal para cada sitio de toma propuestos no es relativamente alta; sin embargo la estimación del caudal de mantenimiento del río se considerará en las etapas de Pre-factibilidad y Factibilidad de los proyectos.

D. Potencia

La potencia es estimada por cada caudal de diseño y caída por medio de la siguiente ecuación.

$$P = 9.81 \times \gamma_c \times Q \times H_e$$

$$H_e = H_g - H_l$$

$$\gamma_c = (\gamma_t * \gamma_g)$$

En donde,

P : Potencia caudal [kW]

Q : Caudal de diseño [m³/s]

H_g : Caída bruta [m] (Nivel de agua de toma [El.m] – Nivel de agua de canal de descarga [El.m])

H_e : Caída neta [m]

H_l : Pérdida de caída [m]

γ_c : Eficiencia combinada

γ_t : Eficiencia de turbina

γ_g : Eficiencia de generador

La pérdida de caída H_l es estimada como sigue:

$$H_l = (1/5000) * L_1 + (1/200) * L_2 + (1/5000) * L_3$$

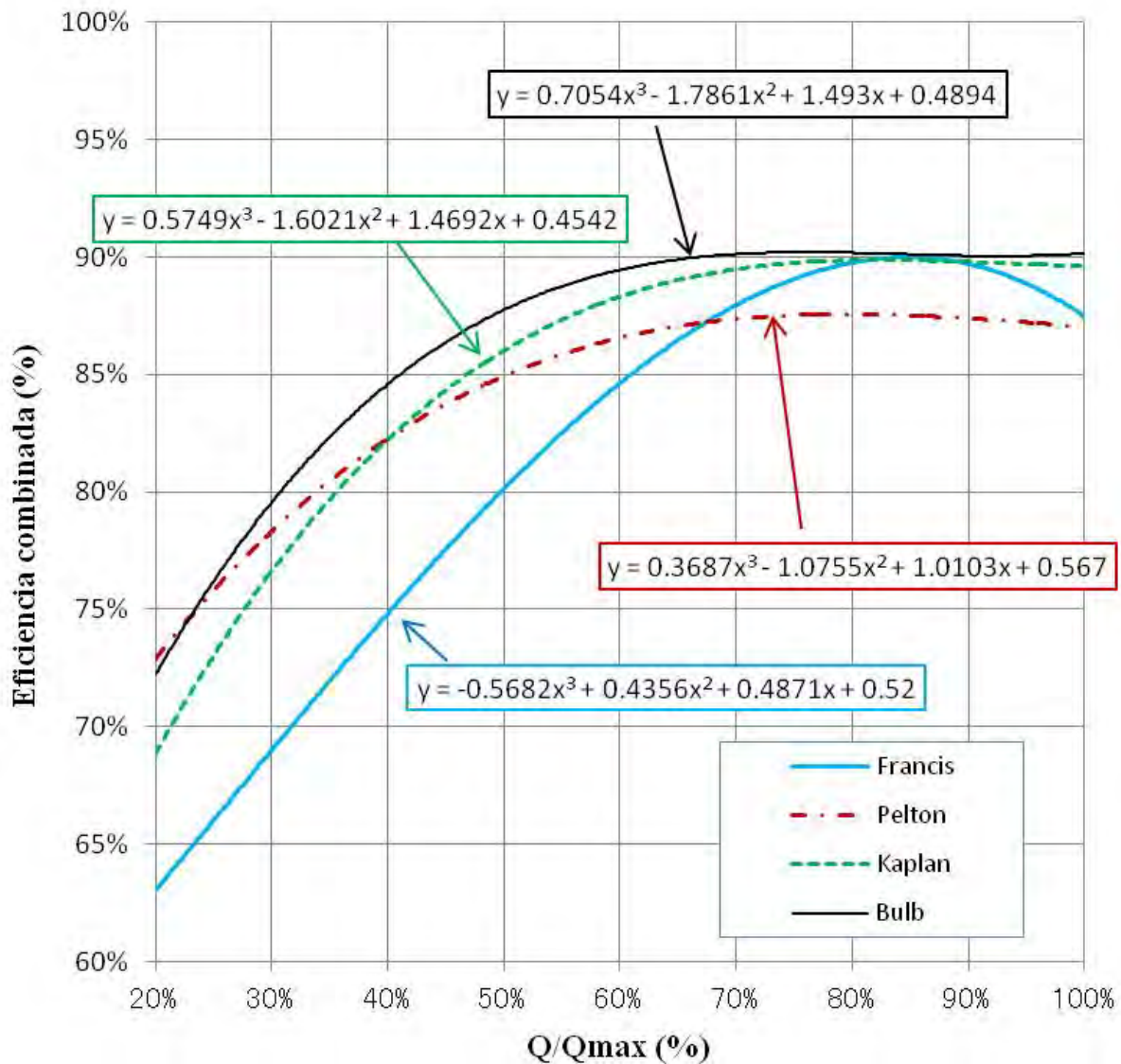
En donde,

L_1 : Longitud del canal de alimentación [m]

L_2 : Longitud de la tubería a presión [m]

L_3 : Longitud del canal de descarga [m]

Nota: esta fórmula solo es válida al usar turbinas FRANCIS ya que las pérdidas se evalúan desde la corana de la presa hasta el nivel río



La eficiencia combinada γ por tipo de turbina se muestra en la Figura 10.3.4. Fuente: "Manual de Guía para el Programa de Ayuda de Desarrollo y Estudios de Proyectos de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas": Fundación New Energy, Japón 1996

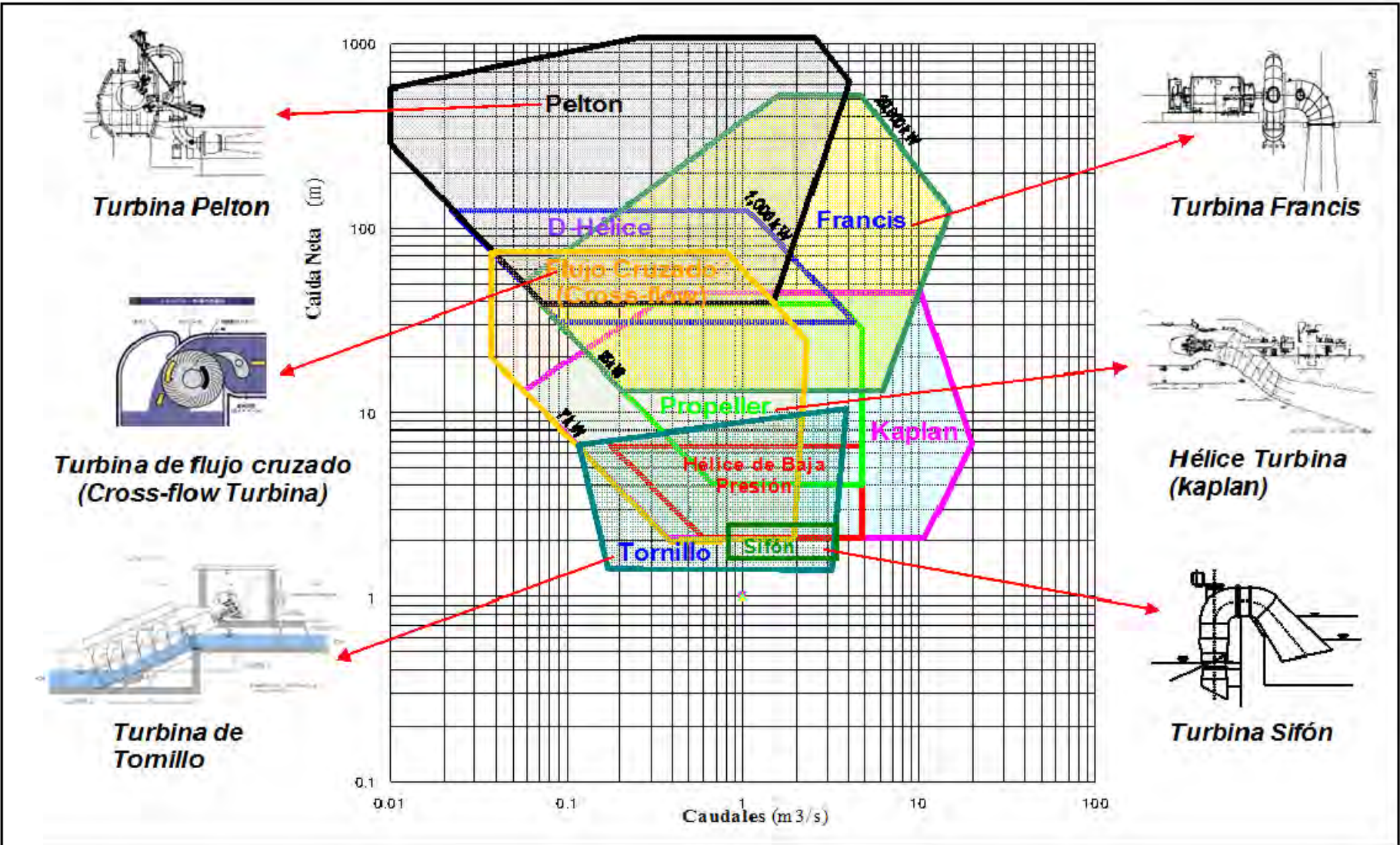
Figura 10.3.1.4 Eficiencia combinada por tipo de turbina

El tipo de turbina es seleccionado para cada caudal de diseño y caída efectiva según se muestra en la Tabla 10.3.1.2 para una estimación simplificada que es referida a la Figura 10.3.1.5.

Tabla 10.3.1.2 Selección asumida del tipo de turbina

Tipo de turbina	Caída (m)	Descarga (m ³ /s)
Flujo Cruzado	H<80m	Q<1.0 m ³ /s
Pelton	H>75m	Q<2.0 m ³ /s
Francis	H>30m	Q>0.3 m ³ /s

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)



Fuente: Nippon Koei Co., Ltd..

Figura 10.3.1.5 Diagrama para selección de turbinas

E. Energía

La generación anual promedio de energía para cada caso de caudal de diseño es estimada utilizando las curvas de duración de caudal como sigue:

- El caudal menor a Q_{\max} (descarga de diseño) es dividido en bloques separados en incrementos de 5% se muestra en la Figura 10.3.1.6 que es un ejemplo de descarga de diseño a 30% del año ($Q_{30\%}$).
- El volumen de caudal entrante se obtiene para cada bloque de área $A <a>$ hasta $A <o>$.
- Se calcula la generación de energía de cada bloque. En este caso ($Q_d=Q_{30\%}$), la eficiencia combinada del equipo se obtiene de la relación del caudal promedio a la descarga máxima de planta de cada bloque utilizando la Figura 10.3.1.4.

$$E_a = P_{30\%} * 24 * 365 * 30\% \quad ; \quad P_{30\%} = 9.8 * Q_{30\%} * \eta_{30\%} * He$$

$$E_b = (P_{30\%} + P_{35\%}) / 2 * 24 * 365 * 5\% \quad ; \quad P_{35\%} = 9.8 * Q_{35\%} * \eta_{35\%} * He$$

$$E_c = (P_{35\%} + P_{40\%}) / 2 * 24 * 365 * 5\% \quad ; \quad P_{40\%} = 9.8 * Q_{40\%} * \eta_{40\%} * He$$

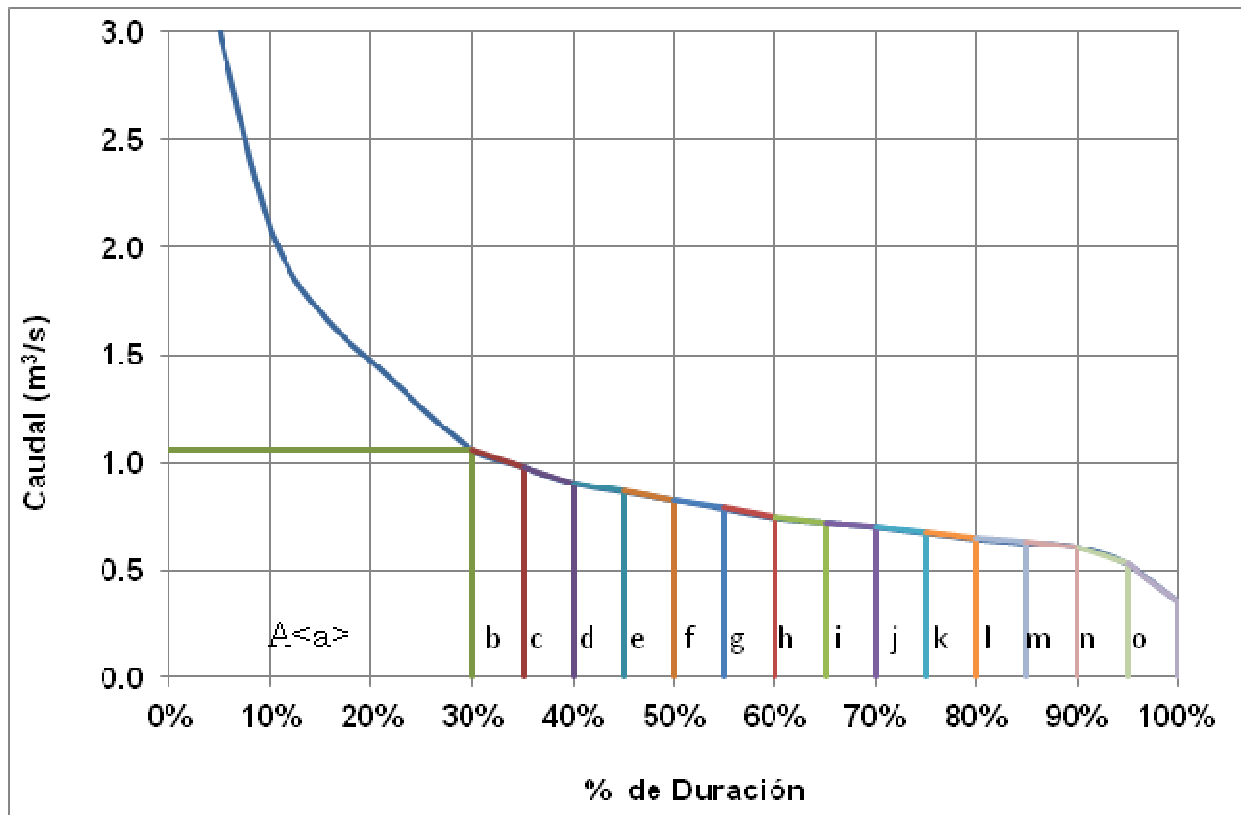
$$E_d = (P_{40\%} + P_{45\%}) / 2 * 24 * 365 * 5\% \quad ; \quad P_{45\%} = 9.8 * Q_{45\%} * \eta_{45\%} * He$$

(Igual que arriba de 45% a 90% de duración de caudal)

$$E_n = (P_{90\%} + P_{95\%}) / 2 * 24 * 365 * 5\% \quad ; \quad P_{95\%} = 9.8 * Q_{95\%} * \eta_{95\%} * He$$

$$E_o = (P_{95\%} + P_{100\%}) / 2 * 24 * 365 * 5\% \quad ; \quad P_{100\%} = 9.8 * Q_{100\%} * \eta_{100\%} * He$$

Generación anual de energía, E [kWh/año] = $E_a + E_b + E_c + E_d + \dots + E_m + E_n + E_o$



(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Figura 10.3.1.6 Cálculo de la energía (Caso $Q_d=Q_{30\%}$)

10.3.1.5 Estimación de costo de sitios potenciales

A. Estimación de costo de construcción

Un ejemplo de la estimación de costo es mostrado en la Tabla S.1 del Apéndice-S. Los costos de obras civiles, equipos hidráulicos y electromecánicos para cada sitio potencial por caudal de diseño fueron estimados utilizando las ecuaciones mostradas en las Tablas S.2 y S.3 del Apéndice-S, las cuales fueron tomadas de los resultados de estudios de Centrales Hidroeléctricas existentes en Japón (Fuente: “Manual de Guía para el Programa de Ayuda de Desarrollo y Estudios de Proyectos de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas”: Fundación New Energy, Japón 1996).

Se utilizaron precios reales del año 2011 en El Salvador para calcular los costos unitarios de las obras civiles.

- La altura promedio de la obra de toma (Hd) se asumió en 2.0 m para todos los sitios potenciales. El ancho de la cresta (Li) de la obra de toma fue calculado por medio de la siguiente ecuación:

$$Li = (Q_{max} * 198) / (Hd^2 / 7)$$

- Para el canal de alimentación se asumió que el canal es construido utilizando tubería de conducción. Los costos unitarios par cada tamaño de tubería de conducción fueron estimados por medio de la siguiente ecuación y la Figura 10.3.1.7 (Fuente: OTK Flowtite, compañía colombiana).

Costo de la tubería de conducción [US\$]:

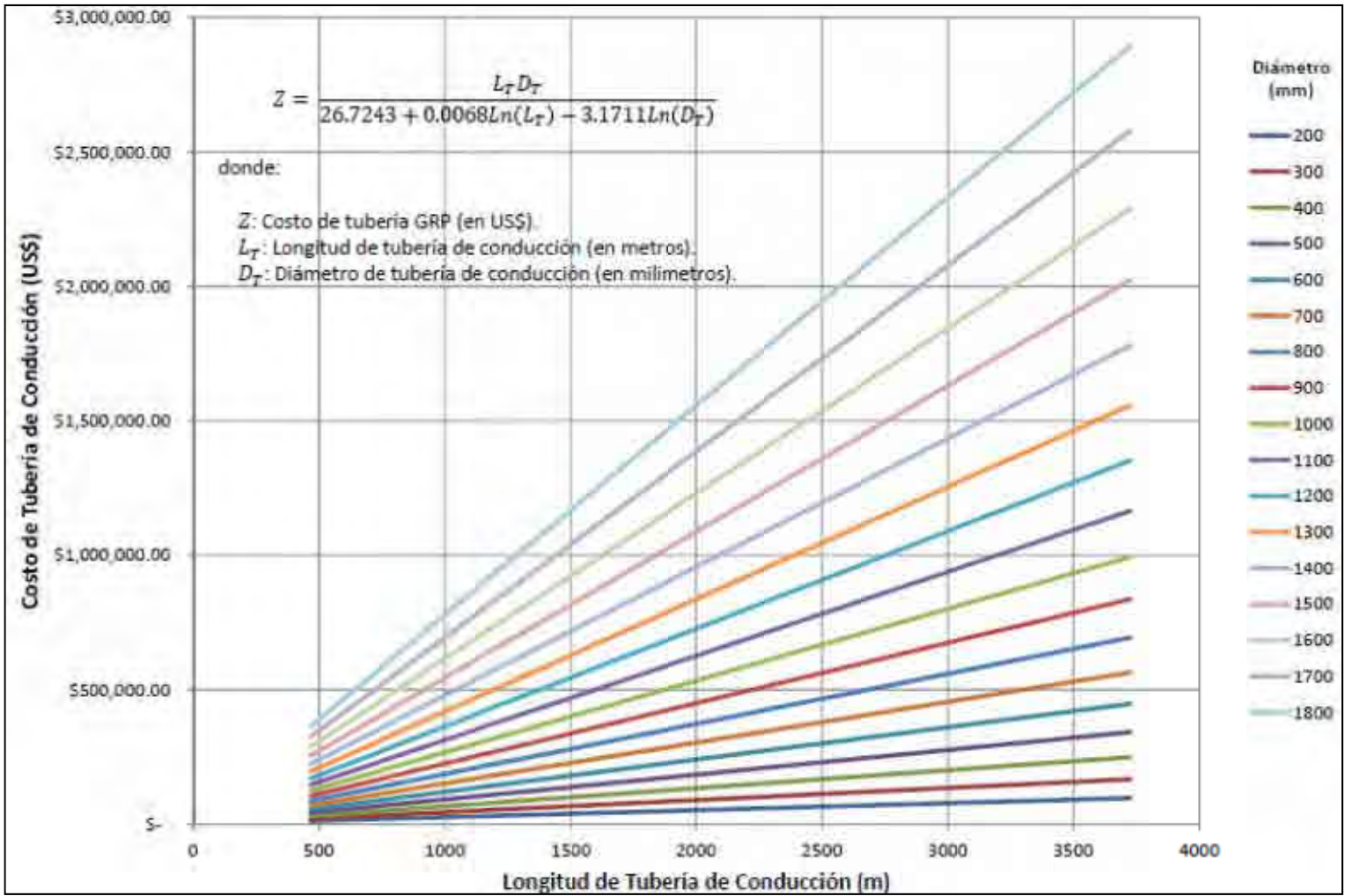
$$Z = (Lt * Dr) / (26.7243 + 0.0068 * Ln(Lt) - 3.1711 * Ln(Dr))$$

En donde:

Z: Costo de la tubería de conducción [US\$]

Lt: Longitud de la tubería de conducción [m]

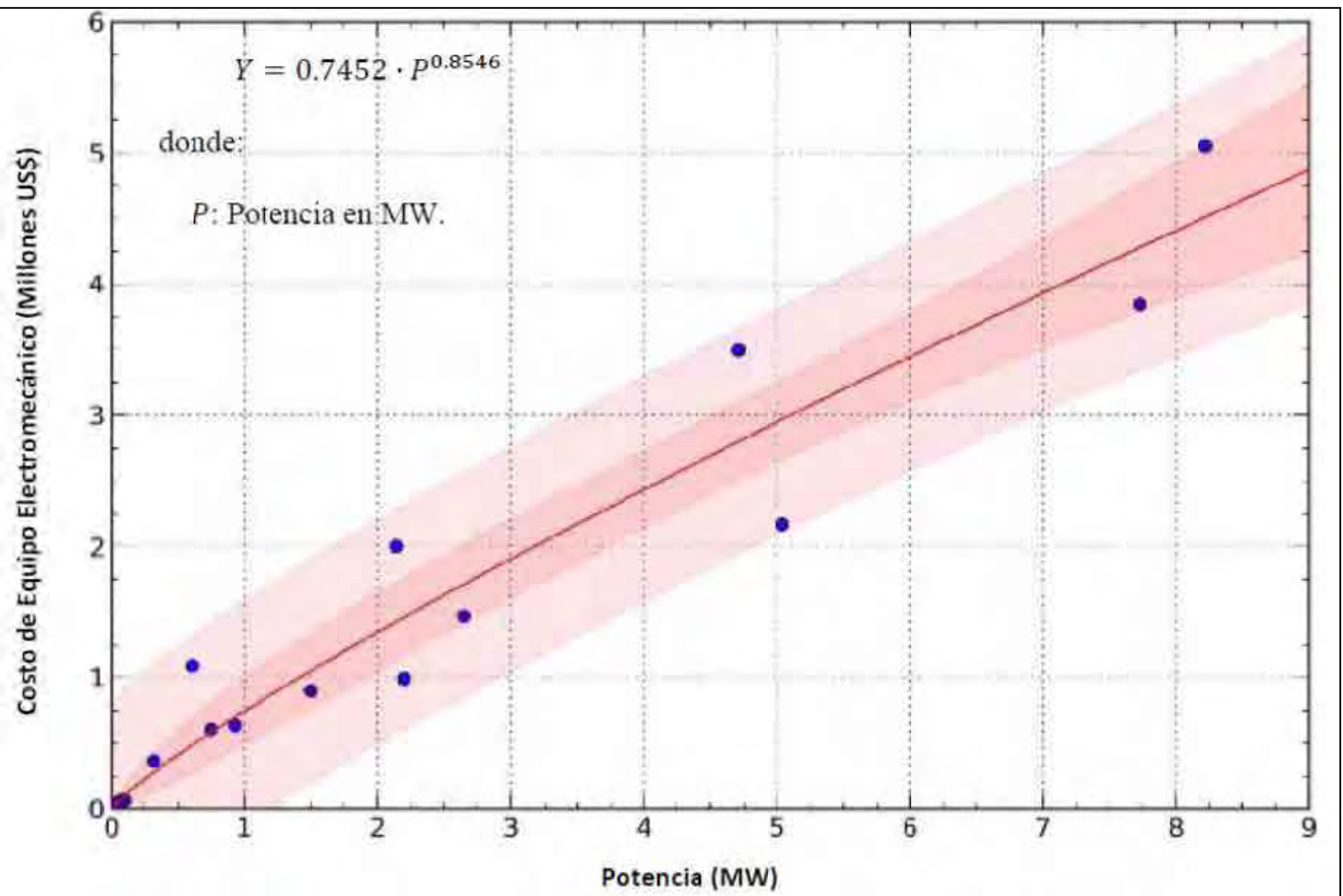
Dr: Diámetro de la tubería de conducción [mm]



(Fuente: INGENDEHSA S.A. DE C.V.)

Figura 10.3.1.7 Costo de tubería de conducción GRP

- El costo unitario de los equipos electromecánicos (turbina y generador) fue estimado utilizando la siguiente ecuación y la Figura 10.3.1.8. (Fuente: VOLK Wasserkraft WKV, compañía alemana)
Costo de equipo electromecánico [Millones de US\$] = $0.7452 * P^{0.8546}$



(Fuente: INGENDEHSA S.A. DE C.V.)

Figura 10.3.1.8 Costo de equipo electromecánico

- La longitud de línea de transmisión (distribución) se asumió en 3.0 km para todos los sitios potenciales. El costo unitario de la línea de distribución que se utilizó fue de US\$ 50,000/km.
- La longitud de la calle de acceso se asumió en 2.0 km para todos los sitios potenciales. El costo unitario de la calle de acceso utilizado fue de US\$ 200,000/km para más de 500kW y en US\$ 100,000/km para menos de 500kW.

B. Costo total de construcción

El costo total de construcción fue estimado según mostrado en la Tabla S.4 del Apéndice-S e incluyendo las siguientes suposiciones.

- Trabajo preparatorio (asumido en 5% del costo de las obras civiles)
- Costos de mitigación ambiental (asumidos en 1% del costo de las obras civiles)
- Trabajos varios de las obras civiles (asumidos en 25% del costo de las obras civiles)
- Honorarios de administración e ingeniería (asumidos en 3% del costo directo)
- Contingencias (asumidas en 1% del costo directo)

10.3.1.6 Evaluación financiera de los sitios potenciales

A. General

La evaluación financiera de sitios potenciales para pequeñas centrales hidroeléctricas fue hecha por medio del Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y la relación Costo-Beneficio (C/B). El análisis financiero para la evaluación de los proyectos fue efectuado en los casos “sin” y “con” préstamo bancario y casos más exactos de financiamiento utilizando préstamo bancario.

La TIR es expresada por medio de la siguiente ecuación:

$$\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+i)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1+i)^t} = 0$$

En donde:

C_t : Costo [US\$]

B_t : Beneficio [US\$]

t : Año

n : Vida del proyecto (=50 años)

i : Tasa de descuento (si Costo=Beneficio => i =Tasa Interna de Retorno; <TIR)

El valor presente neto (VPN, o NPV) es estimado como sigue:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{B_t - C_t}{(1+i)^t}$$

El C/B es estimado como sigue:

$$B/C = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+i)^t}}$$

El costo de generación fue estimado con la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} \text{Costo de generación [US$/kWh]} &= (\text{Costo de construcción por kWh}) * \alpha \\ \alpha &= \frac{\text{Costo de construcción (US\$)}}{\text{Generación anual de energía (kWh)}} \\ \text{Costo de construcción por kWh [US$/kWh]} &= \text{-----} \end{aligned}$$

$$\alpha = CRF + F_o = 0.082 + 0.05 = 0.132$$

$$CRF = \frac{i(1+i)^y}{(1+i)^y - 1} = 0.082$$

En donde,

α : Factor anual de costo

CRF: Factor de recuperación de capital

F_o : Factor de costo de O&M (asumido en 5%)

i : Tasa de interés (asumida en $i=8\%$)

y : Vida útil (años) (asumida para hidroeléctrica en: 50 años)

B. Condición de la evaluación financiera del proyecto (caso sin préstamo bancario)

Las siguientes suposiciones fueron utilizadas para el análisis financiero del proyecto: caso sin préstamo bancario.

- Porcentaje de aporte de los inversionistas: 100% (este caso no considera el préstamo bancario)
- Tasa de descuento: 10%
- Período de construcción: 2 años (asumido)
- Para el precio de venta de energía, el precio promedio de las compañías distribuidoras de energía autorizado para los años de 2008 a 2011 ha sido considerado, con un valor de US\$ 146.70/MWh (www.siget.gob.sv) y 5.5% de descuento del distribuidor, lo que lleva a un valor de US\$140/MWh con un incremento anual del 4% calculado en base a cambios de precio para el período arriba mencionado.
- Costo de Operación y Mantenimiento: 5% de los ingresos brutos y US \$ 0.35/MWh para

mantenimiento mayor.

- Gastos administrativos se suponen los siguientes:

	P \geq 1MW	1MW > P \geq 500kW	500kW > P \geq 200kW	P < 200kW	Costo unitario (US\$/mes)
Ingeniero	1	1	0	0	US\$1,800
Operadores	2	2	1	1	US\$500
Vigilantes	2	1	1	0	US\$400
Contador	1	1	0	0	US\$500

- Incremento anual en costos de operación y gastos de mantenimiento: 5% (estimados basados en la inflación anual promedio en El Salvador)
- Pago anual de seguro equivalente a US\$ 1.5 por cada 1,000 (=US\$0.0015) del costo de inversión y variable de acuerdo con los activos depreciables.
- Impuesto municipal: US\$0.216 por cada 1,000 de costo de inversión.
- Pago anual a SIGET: US\$ 0.56/MWh
- Impuesto de registro (CNR): US\$ 11.43 por cada US\$ 100,000 de costo de inversión (máximo de \$ 11,430)
- Impuesto sobre la renta: 30% a partir del undécimo año de operación.

Un ejemplo de evaluación financiera del proyecto para el caso “sin” préstamo bancario se muestra en la Tabla S.5 del Apéndice-S.

C. Condición de la evaluación financiera (caso con préstamo bancario)

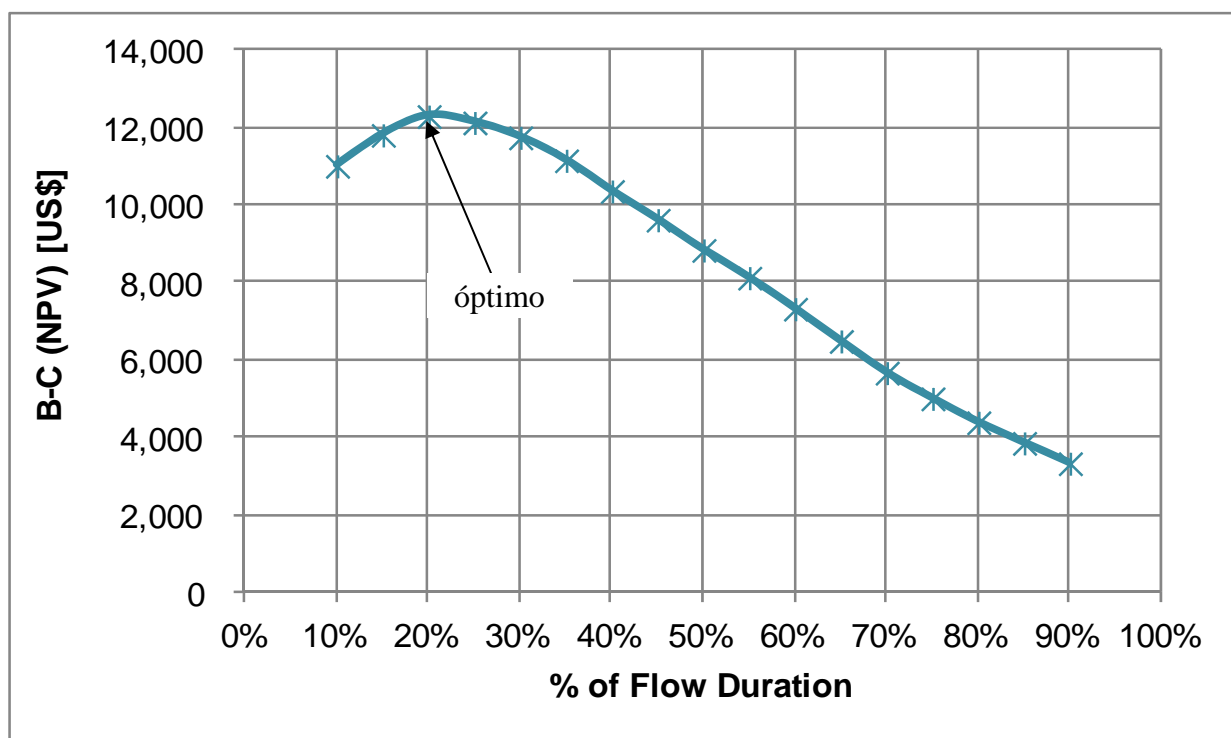
Las siguientes suposiciones adicionales fueron usadas para el análisis financiero: caso con préstamo bancario. Esta suposición y cálculo es el mismo método de estudio en el Capítulo 8-Sección 8.2.

- Porcentaje a ser financiado por instituciones bancarias: 70%
- Porcentaje de aporte de los inversionistas: 30%
- Tasa de interés bancario: 8.00%
- Período de financiamiento: 12 años (10 años más 2 años de gracia en el pago).

Un ejemplo de evaluación financiera del proyecto para el caso “con” préstamo bancario se muestra en la Tabla S.6 del Apéndice-S.

10.3.1.7 Optimización del caudal de diseño para sitios potenciales

El caudal de diseño fue seleccionado en base a la óptima relación de B-C la cual resulta de un análisis financiero para el caso “sin” préstamo bancario según se muestra en la Figura 10.3.1.9.

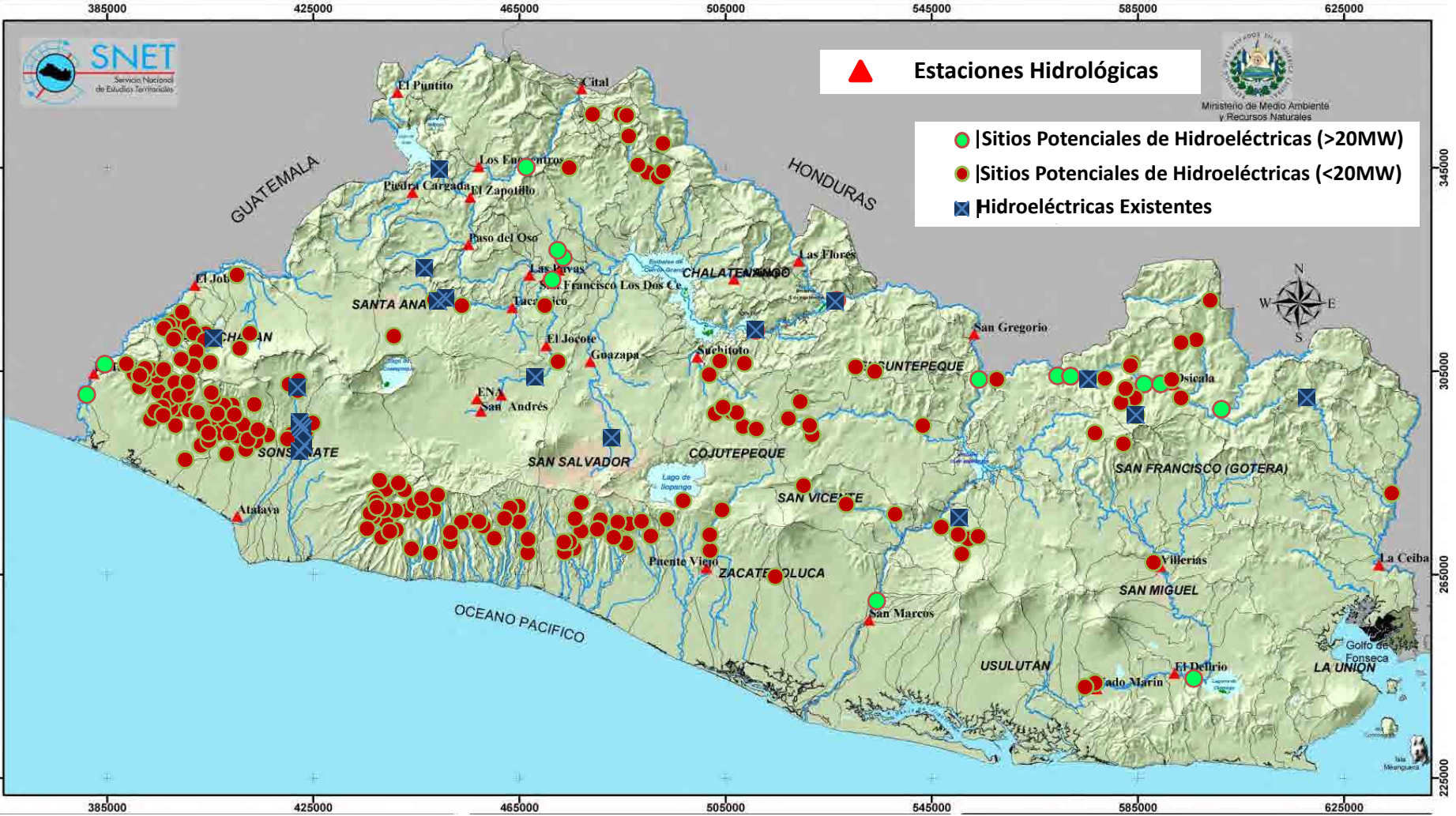


(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Figura 10.3.1.9 Optimización del caudal de diseño (Ejemplo)

10.3.1.8 Sitios potenciales para pequeñas centrales hidroeléctricas

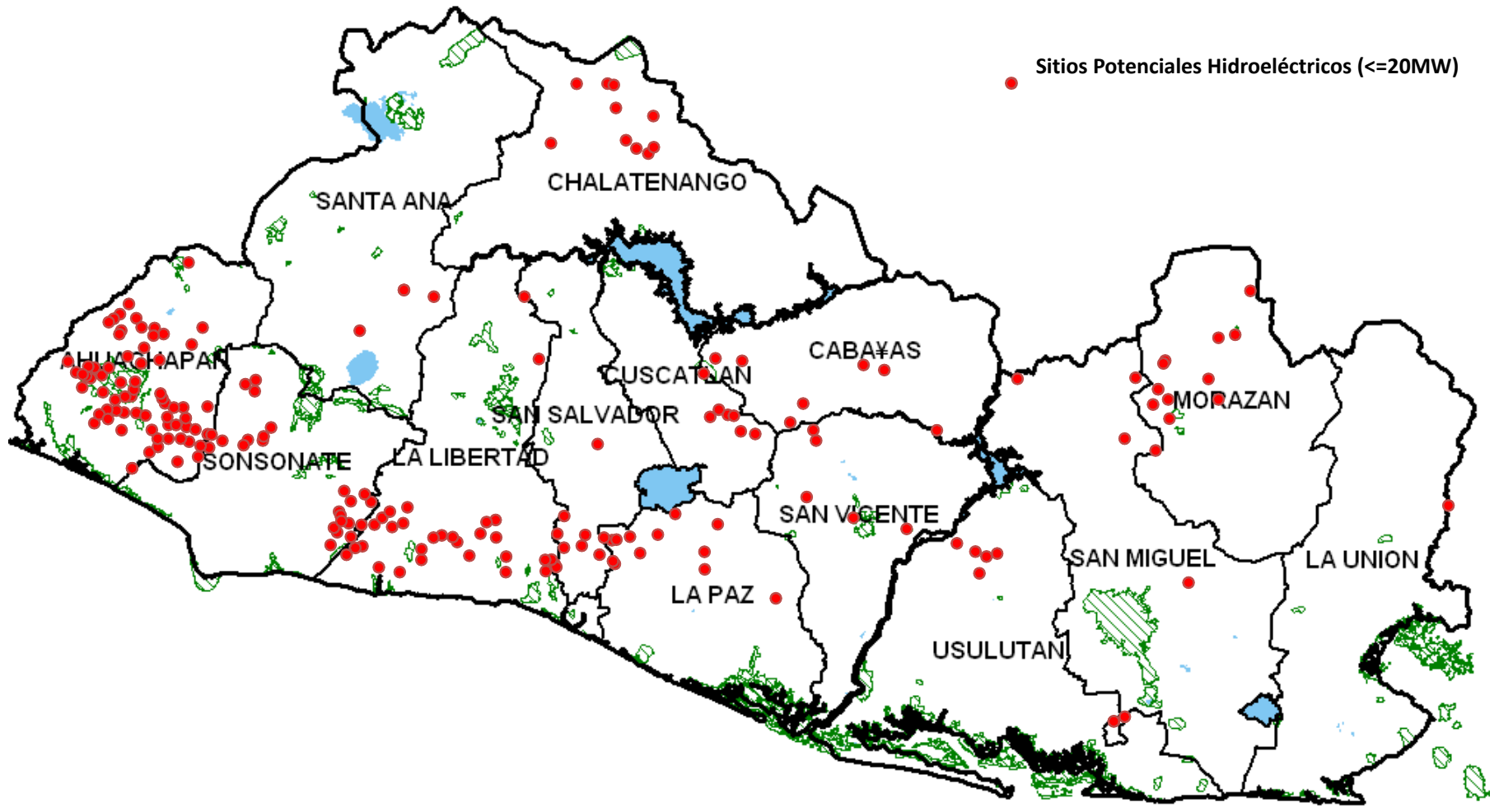
Los sitios potenciales analizados para el desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas (< 20MW) en El Salvador se muestran en la Tabla S.7 a S.8 del Apéndice-S y en la Figura 10.3.1.10. En total se identificaron 209 sitios. La capacidad total se estima en 180.8 MW y la energía anual promedio estimada es de 756 GWh/año. La mayoría de sitios potenciales están ubicados en la región occidental, especialmente en los departamentos de Ahuachapán, Sonsonate y en la zona oriental el departamento de La Paz.



(Fuente: Equipo de Estudio JICA (Mapa básico por SNET/MARN))

Figura 10.3.1.10 Mapa de ubicación de sitios potenciales para el desarrollo de pequeñas hidroeléctricas

Hay 20 sitios potenciales que están ubicados en áreas naturales protegidas (Sistema de Área Natural Protegida: “SANP”), según se muestra en la Figura 10.3.1.11, especialmente en el departamento de Ahuachapán. De acuerdo al MARN, no es permitido que proyectos privados construyan instalaciones en un SANP, un proyecto gubernamental podrá construir en el SANP si se sigue el trámite necesario para obtener el permiso del MARN.



(Fuente: Equipo de Estudio JICA (Mapa básico por SWERA, 2005))

Figura 10.3.1.11 Sitios potenciales para el desarrollo de pequeñas hidroeléctrica (<20MW) y Áreas Naturales Protegidas (SANP)

10.3.1.9 Plan maestro para pequeñas centrales hidroeléctricas

Los resultados de la evaluación financiera se muestra en la Tabla S.8 del Apéndice-S; esta análisis se desarrollo para todos los sitios potenciales para el desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas.

En los casos en los que no se tuvo acceso de información de producción de energía anual [MWh/year], costo o indicadores financieros (FIRR, NPV, B/C) de estudios previos (bajo construcción/concesión, proyectos de rehabilitación, F/S, B/D, Pre F/S) se ocuparon los siguientes supuestos:

- La energía anual se estimó utilizando la potencia [MW] y un factor de planta asumido de 50%.
- El costo se estimó utilizando un costo unitario asumido de US\$ 3,000/kW.
- La TIR, VPN y C/B se estimaron utilizando el método mencionado en la Sección 10.3.1.6.

De la evaluación financiera resultaron 152 sitios potenciales (en el caso: con préstamo bancario), que dieron un valor C/B mayor a 1.0 según se muestra en la Tabla 10.3.1.3. La capacidad total está en 171.8MW y la energía anual es de 712.6GWh/año.

Tabla 10.3.1.3 Resumen de sitios potenciales para pequeñas centrales hidroeléctricas con una relación B/C \geq 1.0

	Número de proyectos	Capacidad potencial [MW]	Energía Anual [GWh/año]	Costo de inversión [millones US\$]	Costo promedio /kW [US\$/kW]
TOTAL	152	171.8	712.6	528.5	3,077

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Los criterios mostrados en la Tabla 10.3.1.4 fueron adoptados en el plan maestro para el desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas en tres fases de duración de 5 años cada una, que inicia a partir de 2012 hasta 2027.

- Fase-I (2012-2017): En la Fase-I. se desarrollarán proyectos que se encuentran en etapas concesión/construcción, proyectos de rehabilitación y proyectos con estudios de factibilidad concluidos, estudios de diseño básico o estudios de pre-factibilidad con C/B (con préstamo bancario) mayor de 1.0. Los sitios potenciales en áreas naturales protegidas (SANP) no serán considerados.
- Fase-II (2017-2022): En la Fase-II se desarrollara el 50 % de los sitios potenciales con B/C (con préstamo bancario) mayor de 1.0 y con potencia mayor de 250kW. Los sitios potenciales en áreas naturales protegidas (SANP) no están considerados.
- Fase-III (2022-2027): En la Fase-III se desarrollara el 50 % restante de los sitios potenciales con C/B (con préstamo bancario) mayor de 1.0 y la capacidad potencial mayor de 250kW. Los sitios potenciales en áreas naturales protegidas (SANP) no son considerados.

Tabla 10.3.1.4 Criterios de selección

Fase	Año	C/B (con préstamo bancario)	Capacidad potencial [kW]	Área Natural Protegida (SANP)	% de sitios potenciales
I	2012-2017	Todos los proyectos en const. / concesión, con E/F + E/Pre-F proyectos con $B/C \geq 1.0$ según los resultados de estudios previos ^(*)	Todos los tamaños ^(*)	Excluir	-
II	2017-2022	$B/C \geq 1.0$	$\geq 250\text{kW}$	Excluir	50%
III	2022-2027	$B/C \geq 1.0$	$\geq 250\text{kW}$	Excluir	50%

Nota*1): Los proyectos incluyen proyectos aislados de electrificación rural por la ONG SABES.
(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Los criterios de selección para la Fase-II y Fase-III donde la capacidad instalada es mayor a **250kW** y el C/B es mayor de **1.0** son decididos considerando la viabilidad económica y financiera, prioridad de desarrollo para lograr el incremento de la demanda nacional de electricidad y un tamaño atractivo para los inversionistas privados.

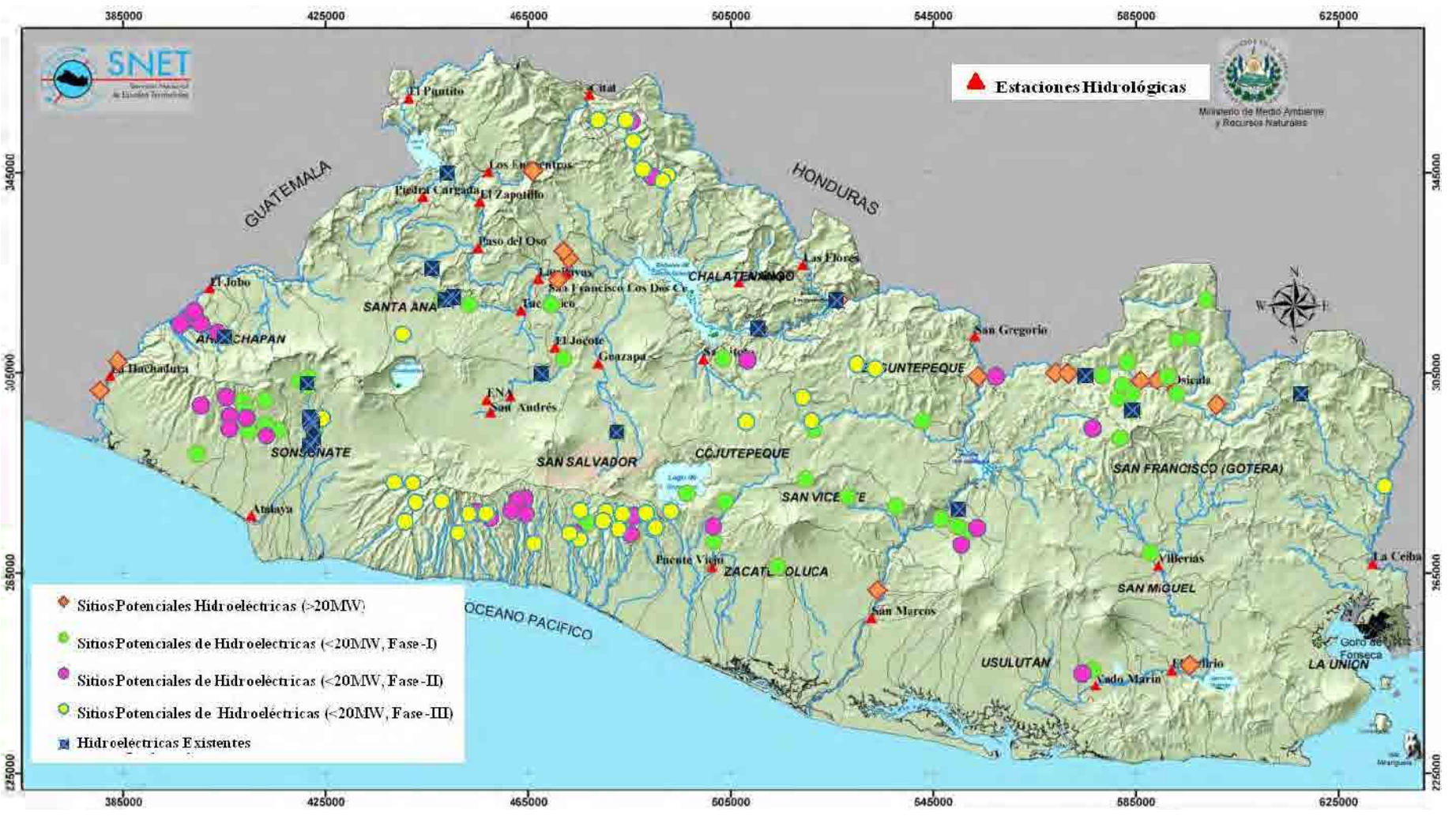
El plan maestro formulado para cada fase es resumido en la Tabla 10.3.1.5. El mapa de ubicación de los sitios potenciales seleccionados para cada fase es mostrado en la Figura 10.3.1.12. Los detalles de los sitios seleccionados del plan maestro para el desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas son mostrados en la Tabla 10.3.1.6.

Tabla 10.3.1.5 Resumen de plan maestro de desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas

Fase	Condiciones	Número de Proyectos	Potencia (MW)	Energía (MWh/Año)	Factor de Planta	Inversión Total (x 1,000 US\$)	Costo/kW (US\$)	Base del Proyecto (sin préstamo del Banco)		
								TIR (Promedio)	VAN (Promedio)	B/C (Promedio)
								(%)	(x1,000 US\$)	
Fase-I (2012-2017)	En Const., 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%	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%	85,800	3,391	17.6%	1,400	1.33
TOTAL		123	162.7	671,400	47%	483,400	2,972	24.7%	3,248	1.52

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

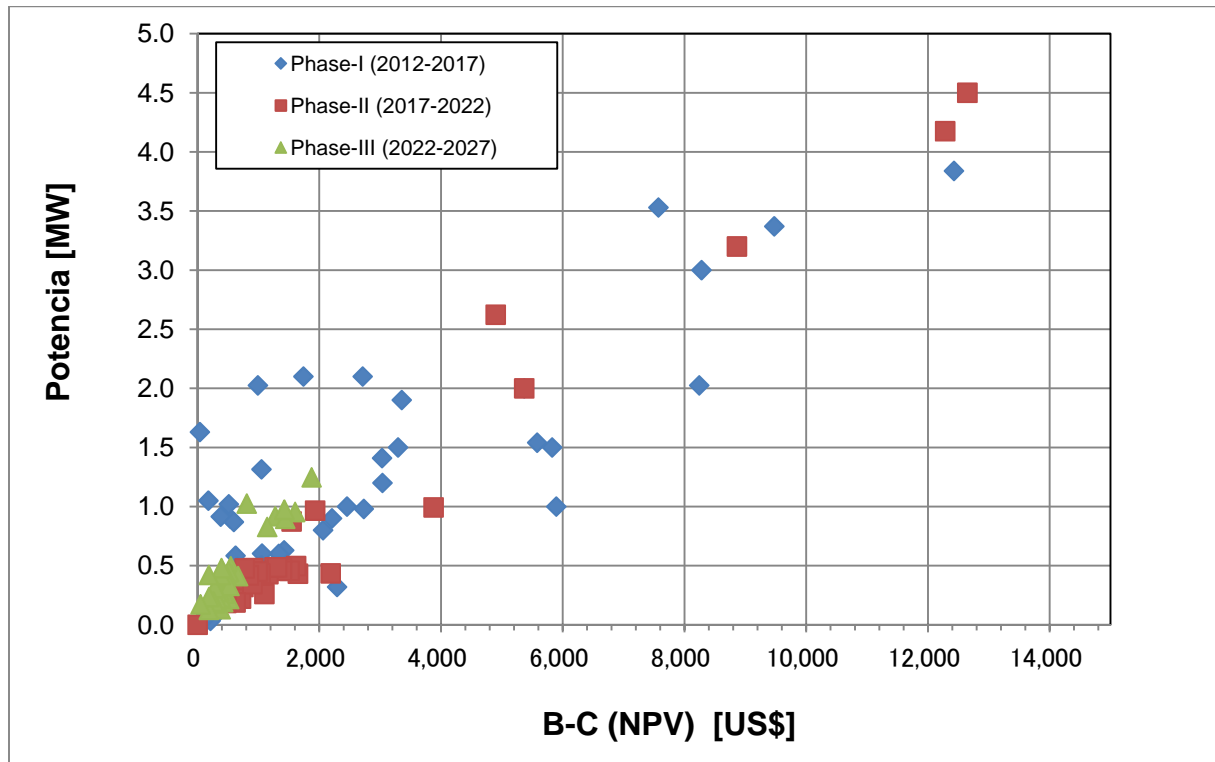
Un total de 123 sitios (59 en la Fase-I, 32 en la Fase-II y 32 en la Fase-III) para desarrollar pequeñas centrales hidroeléctricas se seleccionaron para el plan maestro para el período 2012-2027. La capacidad total se ha estimado en 162.7MW (se propondrá que se instalen 103.9MW en la Fase-I, 33.5MW en 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 serán generados adicionalmente). El costo total de la versión es de US\$483.4millones.



(Fuente: Equipo de Estudio JICA. (Mapa básico por SNET/MARN))

Figura 10.3.1.12 Mapa de ubicación de sitios seleccionados para pequeñas centrales hidroeléctricas para el Plan Maestro 2012-2027

La Figura 10.3.1.13 muestra la correlación entre la razón B-C y la potencia [MW] de los sitios potenciales seleccionados para pequeñas centrales hidroeléctricas por cada fase de 5 años para el Plan Maestro. Los proyectos de la Fase-I y II están repartidos ampliamente y la relación de B-C y potencia [MW] de las Fases I y II parece lineal. La razón B-C de los proyectos de la Fase-III es menor que la de los proyectos de la Fase-II



(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Figura 10.3.1.13 Muestra la correlación entre B-C y el potencial de sitios potenciales seleccionados para pequeñas centrales hidroeléctricas por fase

Tabla 10.3.1.6 Sitios potenciales seleccionados para pequeñas centrales hidroeléctricas para el Plan Maestro (1/2)

No.	Nombre de Proyecto Project Name	Río River	Departamento Department	Latitud Latitude	Longitud Longitude	Etapa del Proyecto Project Stage	Potencia Potential	Energía Energy	Factor de planta Plant Factor	Inversión Total Investment Cost	Costo/kW Cost/kW	Generación de costos Generation Cost	Base del Proyecto (sin préstamo del Banco) Project Base (without Bank Loan)			Base del Inversionista (con préstamo del Banco) Investment Base (with Bank Loan)			Fase del proyecto Project Phase
													TIR	VAN	B/C	TIR	VAN	B/C	
													FIRR (%)	NPV (x1,000 US\$)		FIRR (%)	NPV (x1,000 US\$)		
1	El Calambre	Río El Calambre	Morazán	13.9928	88.0804	Construcción	0.058	311	61%	146	2,512	0.062	16.5%	82	1.17	39.4%	207	1.83	1
2	Mirazalco	Río Gran.d.e de Sonsonate	Sonsonate	13.8414	89.7456	Construcción	3.370	14,762	50%	9,969	2,958	0.089	19.6%	8,830	1.67	29.3%	9,475	1.76	1
3	Gualpuca	Río Gualpuca	Morazán	13.8333	88.2333	Financiamiento	1.000	6,155	70%	1,475	1,475	0.032	26.0%	614	1.70	90.5%	5,893	2.94	1
4	Ilopango Aguacayo	Iago de Iopanago	La Paz	13.6311	89.0334	Financiamiento	17.000	74,460	50%	51,000	3,000	0.090	19.7%	45,746	1.70	29.5%	49,047	1.80	1
5	San Luis IV	Río Suquiapa	La Libertad	13.9942	89.4828	Bid Process	1.500	6,570	50%	5,250	3,500	0.105	16.3%	2,953	1.43	22.4%	3,293	1.50	1
6	Sumpul	Río Sumpul	Chalatenango	13.8300	89.7300	De Registro SIGET	16.200	64,043	45%	48,600	3,000	0.100	17.9%	35,075	1.58	25.8%	38,221	1.67	1
7	Sucio, Los Tetentes	Río Sucio	La Libertad	13.8822	89.2594	De Registro SIGET	6.600	28,908	50%	19,800	3,000	0.090	19.5%	17,481	1.69	29.2%	18,762	1.78	1
8	La Joya	Río Acahuapa	San Vicente	13.6248	88.7383	De Registro SIGET	3.000	13,140	50%	9,000	3,000	0.090	19.2%	7,696	1.65	28.6%	8,279	1.74	1
9	San Francisco	Río Tapuchina	Sonsonate	13.8482	89.7285	De Registro SIGET	1.000	4,380	50%	3,000	3,000	0.090	18.2%	2,261	1.53	26.4%	2,455	1.61	1
10	La Colmena (El Volcán)	Río El Volcán/Río Sn Juan	San Miguel	13.7339	88.2375	De Registro SIGET	0.097	450	53%	290	2,986	0.085	15.3%	124	1.10	28.0%	259	1.63	1
11	Quebrada la Cueva / San Jose	Quebrada la cueva / San Jose	Morazán	13.7855	88.2146	De Registro SIGET	0.065	455	80%	294	4,527	0.085	13.2%	88	1.10	28.0%	262	1.63	1
12	Santa Rosa (El Riachuelo)	Río Riachuelo	San Miguel	13.8518	88.2707	De Registro SIGET	0.038	260	78%	180	4,737	0.091	11.8%	30	1.00	22.7%	116	1.43	1
13	Atehuacillas (Rehabilitation)	Ahuachapán	Ahuachapán	13.9228	89.8811	Rehabilitación	0.630	2,759	50%	1,890	3,000	0.090	17.6%	1,300	1.46	25.0%	1,422	1.53	1
14	San Esteban	Río San Esteban	San Miguel	13.5196	88.1829	Rehabilitación	0.751	3,287	50%	4,858	6,472	0.195	8.3%	-689	0.88	8.6%	-374	0.93	1
15	Cucumacayan (Reconversion)	Río Grande de Sonsonate	Sonsonate	13.7500	89.7167	Reconversion	2.300	17,895	89%	2,225	967	0.016	42.0%	261	1.76	164.1%	19,707	4.25	1
16	Acahuapa (Rehabilitation)		San Vicente	13.6583	88.8157	Rehabilitación	0.120	526	50%	360	3,000	0.090	18.2%	270	1.53	26.4%	294	1.60	1
17	Sapuyo (Rehabilitation)		La Paz	13.4941	88.8667	Rehabilitación	0.060	263	50%	180	3,000	0.090	16.6%	107	1.38	23.1%	119	1.44	1
18	Chorreron Jiboa	n.d.	La Paz			Factibilidad	2.000	8,760	50%	6,000	3,000	0.090	19.0%	4,979	1.62	28.1%	5,367	1.70	1
19	La Montañita		Morazán	13.8167	88.2167	Factibilidad	0.900	3,942	50%	2,700	3,000	0.090	18.2%	2,034	1.53	26.4%	2,208	1.61	1
20	El Sapo	Río Sapo	Morazán	13.9216	88.1056	Factibilidad	0.060	263	50%	180	3,000	0.090	31.0%	11,010	3.32	23.1%	119	1.44	1
21	San Luis III	Río Suquiapa	Santa Ana	13.9942	89.4828	Factibilidad	0.600	2,628	50%	1,800	3,000	0.090	17.4%	1,218	1.45	24.8%	1,335	1.52	1
22	Sonzacate (Nahuizalco II)	Río Sensunapán	Sonsonate	13.7567	89.7153	Factibilidad	3.839	16,816	50%	9,450	2,461	0.074	22.3%	9,758	2.18	37.2%	12,427	2.00	1
23	Potreriillos	Quebrada Las Lajas	Morazán	13.8084	88.2417	Factibilidad	0.320	2,600	93%	976	3,049	0.049	18.4%	257	1.50	59.1%	2,292	2.52	1
24	Guanijiquil - Poza Hon.d.a	Río Sapo	Morazán	13.8500	88.1500	Factibilidad	0.131	510	44%	345	2,637	0.089	14.7%	140	1.43	26.7%	287	1.61	1
25	La Cabaña	Río Gran.d.e de San Miguel	Usulután	13.3019	88.2885	Factibilidad	0.980	4,300	50%	2,600	2,653	0.080	11.4%	181	1.40	31.4%	2,731	1.75	1
26	La Loma	Río Osicala	Morazán	13.8167	88.1333	Factibilidad	0.055	398	83%	270	4,905	0.089	16.0%	136	1.15	25.7%	212	1.56	1
27	El Progreso	Río Aruate	Morazán	13.8797	88.2216	Factibilidad	0.033	280	97%	200	6,061	0.094	11.8%	34	1.00	22.2%	124	1.42	1
28	Araute	Río Araute	Morazán	13.8751	88.2245	Factibilidad	0.033	284	98%	99	3,000	0.046	30.6%	206	1.98	54.9%	212	2.05	1
29	Cumaro	Río Cumaro	n.d.	13.9167	88.1333	Factibilidad	0.040	175	50%	120	3,000	0.090	15.0%	53	1.26	19.9%	61	1.30	1
30	El Naranjito	Río El Naranjito	Ahuachapán	13.7050	89.9333	Factibilidad	0.031	146	54%	97	3,124	0.087	10.3%	2	0.85	18.9%	44	1.26	1
31	Quezalapa	Río Quezalapa	Cuscatlán/Cabañas	13.8833	88.9667	Diseños Básicos	1.050	2,628	29%	3,150	3,000	0.158	9.9%	-26	0.99	11.1%	178	1.05	1
32	Tihuapa 1	Río Tihuapa	San Salvador/La Paz	13.5883	89.1383	Diseños Básicos	1.315	3,870	34%	3,945	3,000	0.134	12.3%	794	1.16	15.1%	1,049	1.22	1
33	Tihuapa 2	Río Tihuapa	San Salvador/La Paz	13.5500	89.1333	Diseños Básicos	0.900	2,580	33%	2,700	3,000	0.138	11.6%	359	1.10	13.8%	534	1.16	1
34	San Simón 1	Río San Simón	Usulután	13.5619	88.5176	Diseños Básicos	0.900	2,040	26%	2,700	3,000	0.174	8.6%	-304	0.91	9.1%	130	0.96	1
35	San Simón 2	Río San Simón	Usulután	13.5699	88.5362	Diseños Básicos	0.915	2,484	31%	2,745	3,000	0.146	10.9%	201	1.06	12.6%	379	1.11	1
36	San Simón 3	Río San Simón	Usulután	13.5833	88.5667	Diseños Básicos	0.870	2,570	34%	2,610	3,000	0.134	11.9%	427	1.12	14.3%	596	1.18	1
37	Tihuapa 3	Río Tihuapa	Cabañas/San Vicente	13.6067	88.6500	Diseños Básicos	2.100	6,802	37%	6,300	3,000	0.122	14.2%	2,305	1.29	18.4%	2,713	1.36	1
38	Tihuapa 5	Río Tihuapa	Cabañas/San Vicente	13.7667	88.6000	Diseños Básicos	1.410	5,673	46%	4,230	3,000	0.098	17.2%	2,757	1.48	24.3%	3,031	1.56	1
39	Cuyuapa	Río Cuyuapa	Sonsonate	13.7500	88.8000	Diseños Básicos	1.020	2,840	32%	3,060	3,000	0.142	11.2%	315	1.08	13.2%	513	1.13	1
40	Suquiapa	Río Suquiapa	Santa Ana	13.9833	89.4333	Diseños Básicos	3.530	13,630	44%	10,590	3,000	0.102	17.2%	6,886	1.51	24.2%	7,571	1.59	1
41	Gr. Chalatenango	Río Gr. Chalatenango	Chalatenango	14.7167	89.0833	Diseños Básicos	1.630	3,680	26%	4,890	3,000	0.175	9.3%	-279	0.95	10.1%	37	1.01	1
42	Sucio 3	Río Sucio	La Libertad/San Salvador	13.9833	89.2833	Diseños Básicos	2.025	11,149	63%	6,075	3,000	0.072	23.5%	7,849	1.91	38.1%	8,242	2.01	1
43	Polorós		La Unión	13.8050	89.8083	Diseños Básicos	2.025	5,250	30%	6,075	3,000	0.152	11.2%	597	1.08	13.1%	991	1.14	1
44	Huiza 2	Río Huiza	La Libertad/San Salvador	13.5500	89.2333	Diseños Básicos	2.100	6,009	33%	6,300	3,000	0.138	12.4%	1,330	1.17	15.3%	1,738	1.24	1
45	Santo Domingo (Presa 1 & 2 & 3)	Río Tepechapa/ Río Cahuatá/ Quebrada El Camote	Sonsonate	13.7497	89.7838	Pre Factibilidad	1.540	7,885	58%	2,958	2,881	0.087	23.4%	3,969	2.29	35.9%	5,579	1.92	1
46	Chacala Los Apantes (Presa 1 & 2)	Río Chacala / Río Los Apantes	Ahuachapán	13.8037	89.8484	Pre Factibilidad	1.500	8,126	62%	4,498	3,124	0.094	22.0%	3,492	2.14	36.8%	5,825	1.95	1
47	Santa Rita	Río Jiboa	La Paz	13.6143	89.9630	Pre Factibilidad	8.357	36,603	50%	21,220	2,539	0.076	21.7%	20,688	2.11	36.3%	27,052	2.00	1
48	Milingo (Reconversion)	Río Acelhuate	San Salvador	13.7443	89.1619	Pre Factibilidad	0.800	3,504	50%	2,225	2,781	0.084	42.0%	261	1.76	28.8%	2,061	1.66	1
49	Copinula I	Río Copinula	Ahuachapán	13.7864	89.8444	Pre Factibilidad	0.603	2,641	50%	2,155	3,573	0.107	14.1%	653	1.35	19.6%	1,059	1.37	1
50	San José Loma	Río Jiboa	La Paz	13.5411	88.9845	Pre Factibilidad	1.901	8,327	50%	7,797	4,101	0.123	13.1%	1,804	1.26	18.3%	3,354	1.37	1
51	Cara Sucia (Presa 1 & 2)	Río Mistepe / Río Maishtapula	Ahuachapán	13.8286	89.9814	Pre Factibilidad	0.584	2,559	50%	2,560	4,382	0.132	11.1%	201	1.09	14.6%	624	1.19	1
52	San Pedro II	Río San Pedro	Ahuachapán	13.7603	89.8080	Pre Factibilidad	0.397	1,739	50%	1,641	4,134	0.124	11.0%	117	1.08	18.1%	685	1.35	1
53	Copinula II	Río Copinula	Ahuachapán	13.7482	89.8388	Pre Factibilidad	0.487	2,132	50%	2,266	4,655	0.140	10.0%	-7	1.00	15.5%	653	1.25	1
54	Qbda El Naranjito al Naranjo		Ahuachapán	13.7050	89.9333	Pre Factibilidad	0.080	350	50%	240	3,000	0.090	17.4%	162	1.45	24.7%	177	1.52	1
55	Qbda El Singular, al Cuyapo		Morazán	13.8333	88.2333	Pre Factibilidad	0.058	254	50%	174	3,000	0.090	16.5%	102	1.37	22.9%	113	1.43	1
56	Venecia Prusia	n.d.	n.d.			Pre Factibilidad	1.200	5,256	50%	3,600	3,000	0.090	18.5%	2,804	1.56	27.0%	3,037	1.64	1
57	Las Pilonas	Río Huiza	San Salvador	13.5762	89.2177	Pre Factibilidad	1.100	2,961	31%	3,268									

Tabla 10.3.1.6 Sitios potenciales seleccionados para pequeñas centrales hidroeléctricas para el Plan Maestro (2/2)

No.	Nombre de Proyecto	Río	Departamento	Latitud	Longitud	Etapa del Proyecto	Potencia	Energía	Factor de planta	Inversión Total	Costo/kW	Generación de costos	Base del Proyecto (sin préstamo del Banco) Project Base (without Bank Loan)			Base del Inversionista (con préstamo del Banco) Investment Base (with Bank Loan)			Fase del proyecto
	Project Name	River	Department	Latitude	Longitude	Project Stage	Potential	Energy	Plant Factor	Investment Cost	Cost/kW	Generation Cost	TIR FIRR	VAN NPV	B/C	TIR FIRR	VAN NPV	B/C	Project Phase
				(N)	(W)		(MW)	(MWh/Año)		(x 1,000 US\$)	(US\$/kW)	(US\$/kWh)	(%)	(x1,000 US\$)		(%)	(x1,000 US\$)		
71	La Calzadora II	Quebrada La Calzadora	Usulután	13.5347	88.5294	Inventory	0.457	2,434	61%	1,677	3,670	0.091	19.0%	1,401	1.63	28.2%	1,509	1.72	2
72	EL Jabio	Río Gran.d.e de Sonsonate	Sonsonate	13.7532	88.2887	Inventory	2.000	8,760	50%	6,000	3,000	0.132	19.0%	4,979	1.62	28.1%	5,367	1.70	2
73	El Rosario II	Río El Rosario	Ahuachapán	13.7754	89.8729	Inventory	0.498	2,606	60%	1,848	3,711	0.093	18.6%	1,460	1.60	27.2%	1,580	1.69	2
74	San Sebastián	Río Tihuapa	La Páz	13.5544	89.1366	Inventory	0.480	2,317	55%	1,656	3,449	0.094	18.4%	1,276	1.59	26.8%	1,383	1.67	2
75	Chilama II	Río Chilama	La Libertad	13.5929	89.3300	Inventory	0.457	2,343	59%	1,695	3,708	0.095	18.2%	1,273	1.57	26.4%	1,383	1.66	2
76	El Molino I	Río El Molino	Ahuachapán	13.9325	89.8960	Inventory	0.260	1,876	82%	1,345	5,175	0.094	18.2%	1,010	1.57	26.4%	1,097	1.65	2
78	El Refugio	Río Las Lajas	La Libertad	13.5569	89.2385	Inventory	0.465	2,243	55%	1,649	3,545	0.097	17.9%	1,191	1.55	25.8%	1,298	1.64	2
79	Los Toles	Río Los Toles	Ahuachapán	13.9715	89.9386	Inventory	0.428	2,035	54%	1,503	3,511	0.097	17.8%	1,065	1.54	25.5%	1,163	1.62	2
80	El Peñon	Río Gran.d.e de San Vicente	La Libertad	13.5855	89.3947	Inventory	0.486	2,212	52%	1,645	3,384	0.098	17.7%	1,157	1.54	25.4%	1,263	1.62	2
81	Guayapa V	Río Guayapa	Ahuachapán	13.9476	89.9636	Inventory	0.486	2,310	54%	1,741	3,582	0.099	17.5%	1,192	1.53	25.0%	1,304	1.61	2
83	El Charrerón	El Charrerón	La Libertad	13.6178	89.3460	Inventory	0.418	1,903	52%	1,476	3,531	0.102	16.9%	927	1.48	23.8%	1,023	1.56	2
84	Santa Lucía	Río Tamanique	La Libertad	13.5962	89.4202	Inventory	0.966	3,609	43%	2,541	2,630	0.093	17.6%	1,766	1.49	25.2%	1,931	1.56	2
85	El Rosario I	Río El Rosario	Ahuachapán	13.7531	89.8731	Inventory	0.423	2,155	58%	1,800	4,255	0.110	15.9%	949	1.42	21.7%	1,065	1.49	2
87	Asesesco (Presa 1 & 2)	Río Asesesco / Río Viejo	Cabañas	13.8793	88.9226	Inventory	0.435	2,105	55%	1,767	4,061	0.111	15.8%	917	1.41	21.5%	1,032	1.49	2
88	Miramundo	Qda. Miramun.d.o	Chalatenango	14.3268	89.1353	Inventory	0.480	1,877	45%	1,567	3,265	0.110	15.8%	814	1.41	21.5%	916	1.48	2
89	Tilapa II	Río Gran.d.e de Chalatenango	Chalatenango	14.2237	89.0976	Inventory	1.925	6,402	38%	5,234	2,719	0.108	15.9%	2,762	1.40	21.7%	3,100	1.48	2
90	El Faro (Presa 1 & 2)	Río Los Leones / Río La Máquina	La Libertad	13.5990	89.3561	Inventory	0.426	1,750	47%	1,476	3,465	0.111	15.6%	739	1.39	21.1%	834	1.47	2
91	Santa María	Río Tihuapa	La Páz	13.5893	89.1307	Inventory	0.874	3,264	43%	2,494	2,854	0.101	16.2%	1,384	1.40	22.2%	1,545	1.46	2
93	San Pedro I	Río San Pedro	Ahuachapán	13.7386	89.8057	Inventory	0.344	1,944	65%	1,685	4,899	0.114	15.3%	791	1.37	20.5%	900	1.45	2
95	El Caoba	Río El Naranjo	Ahuachapán	13.7948	89.9263	Inventory	0.451	2,156	55%	1,898	4,209	0.116	15.1%	863	1.36	20.2%	986	1.44	2
96	El Rosario IV	Río El Rosario	Ahuachapán	13.8103	89.8788	Inventory	0.313	1,496	55%	1,290	4,122	0.114	15.2%	592	1.36	20.2%	675	1.43	2
98	Tizapa II	Río Tempisque	Cuscatlán	13.7917	88.9461	Inventory	0.418	1,907	52%	1,701	4,069	0.118	14.9%	732	1.34	19.7%	842	1.42	2
99	San Isidro	Río Sensipa	La Libertad	13.6160	89.4840	Inventory	0.477	1,782	43%	1,600	3,354	0.118	14.7%	669	1.33	19.4%	772	1.41	3
101	Loma de San Juan	Río Huiza	San Salvador	13.5449	89.2304	Inventory	0.954	3,837	46%	3,278	3,436	0.113	14.8%	1,391	1.32	19.5%	1,603	1.39	3
103	Los Pozos	Río Los Pozos	Chalatenango	14.3289	89.1455	Inventory	0.827	2,791	39%	2,276	2,752	0.107	14.9%	996	1.31	19.8%	1,143	1.38	3
104	Los Pueblos II	Río de Los Pueblos	Cabañas	13.8643	88.6869	Inventory	1.247	4,627	42%	4,075	3,267	0.116	14.5%	1,610	1.30	18.9%	1,873	1.37	3
105	El Jicaró (Presa 1 & 2)	Río Chuluma/Grand. de San Vicente	La Libertad	13.5933	89.4021	Inventory	0.496	1,851	43%	1,736	3,500	0.124	14.1%	632	1.29	18.3%	744	1.36	3
106	Guarumo	Río Guarumo	Cabañas	13.7670	88.8046	Inventory	0.897	3,647	46%	3,192	3,559	0.115	14.4%	1,233	1.29	18.8%	1,440	1.36	3
107	Guascoran	Río el Sauce	La Unión	13.6446	87.7524	Inventory	12.500	38,000	35%	38,000	3,040	0.132	13.7%	12,482	1.28	17.6%	14,942	1.35	3
111	Agua Fria	Río Agua Fria	Cabañas	13.8100	88.8215	Inventory	0.974	3,960	46%	3,678	3,776	0.122	13.7%	1,187	1.25	17.5%	1,425	1.31	3
112	Chilama III	Río Chilama	La Libertad	13.5367	89.3142	Inventory	0.934	3,756	46%	3,491	3,738	0.122	13.6%	1,101	1.24	17.3%	1,327	1.31	3
113	Tehuachode	Río Chichicalapa	San Salvador	13.5926	89.1514	Inventory	0.339	1,267	43%	1,243	3,667	0.129	13.2%	352	1.23	16.7%	433	1.29	3
114	Tizapa IV	Río Ajulco	Cuscatlán	13.7649	88.9248	Inventory	0.265	1,284	55%	1,268	4,786	0.130	13.2%	351	1.22	16.6%	433	1.29	3
115	Quezalate	Río Quezalate	La Libertad	13.5989	89.2288	Inventory	0.495	1,651	38%	1,679	3,391	0.134	13.0%	437	1.21	16.2%	546	1.28	3
116	El Anonal	Río El Zonte	La Libertad	13.5565	89.4540	Inventory	0.481	1,794	43%	1,835	3,815	0.135	13.0%	474	1.21	16.2%	593	1.28	3
117	Mizata I	Río Mizata	La Libertad	13.5786	89.5516	Inventory	0.421	1,727	47%	1,776	4,217	0.135	12.9%	445	1.21	16.0%	560	1.27	3
118	Los Pueblos I	Río de Los Pueblos	Cabañas	13.8726	88.7215	Inventory	0.412	2,081	58%	2,176	5,281	0.138	12.8%	524	1.20	15.9%	665	1.27	3
119	El Cutal	Río Teostrife	Chalatenango	14.2258	89.0690	Inventory	0.445	1,618	42%	1,675	3,764	0.136	12.8%	401	1.20	15.8%	509	1.26	3
121	El Silencio	Río Comalapa	La Páz	13.5940	89.1084	Inventory	0.287	1,178	47%	1,201	4,184	0.134	12.7%	281	1.19	15.7%	358	1.25	3
122	Concepción Los Planes	Río Comalapa	La Páz	13.5674	89.0916	Inventory	0.450	1,680	43%	1,766	3,924	0.138	12.6%	396	1.18	15.5%	510	1.25	3
124	El Escalón	Río Aquíquisquillo	La Libertad	13.5564	89.2489	Inventory	0.420	1,567	43%	1,641	3,908	0.138	12.6%	367	1.18	15.5%	474	1.25	3
125	Cuitapán	Río Cuitapán	San Salvador	13.5969	89.1825	Inventory	0.422	1,575	43%	1,659	3,930	0.139	12.5%	362	1.18	15.4%	469	1.24	3
126	Río Ceniza (Presa 1 & 2)	Río Ceniza	Sonsonate	13.7712	89.7030	Inventory	0.330	1,780	62%	1,898	5,751	0.140	12.4%	401	1.17	15.3%	524	1.24	3
127	Papaleguayo (Presa 1 & 2)	Río Papaleguayo/ Río El Patashte	San Salvador	13.5649	89.1588	Inventory	0.278	1,143	47%	1,198	4,308	0.138	12.3%	241	1.16	15.1%	318	1.23	3
131	San Benito (Presa 1 & 2)	Río Huiza / Río Taxis	La Libertad	13.5925	89.4340	Inventory	0.483	1,613	38%	1,807	3,742	0.148	11.8%	276	1.13	14.1%	393	1.19	3
132	Tecomate	Río Cuitapan	San Salvador	13.5794	89.1882	Inventory	0.421	1,572	43%	1,758	4,176	0.147	11.8%	269	1.13	14.1%	383	1.19	3
133	Tilapa III	Río Gran.d.e de Chalatenango	Chalatenango	14.2371	89.1150	Inventory	0.480	1,619	39%	1,817	3,785	0.148	11.8%	276	1.13	14.1%	393	1.19	3
135	Ayacachapa III	Río Ayacachapa	Sonsonate	13.6506	89.5371	Inventory	0.312	1,166	43%	1,275	4,088	0.144	11.8%	199	1.13	14.2%	282	1.19	3
136	Ayacachapa II	Río Ayacachapa	Sonsonate	13.9282	89.5561	Inventory	0.448	1,495	38%	1,674	3,737	0.148	11.7%	250	1.12	14.1%	358	1.19	3
138	Tilapa I	Río Gran.d.e de Chalatenango	Chalatenango	14.2154	89.0780	Inventory	1.025	3,680	41%	3,954	3,858	0.142	11.6%	552	1.11	13.9%	808	1.17	3
139	Apancoyo II	Río Apancoyo	Sonsonate	13.6516	89.5709	Inventory	0.416	1,388	38%	1,589	3,819	0.151	11.4%	193	1.10	13.5%	296	1.16	3
144	Mizata II	Río Mizata	La Libertad	13.6137	89.5317	Inventory	0.270	1,109	47%	1,288	4,771	0.153	11.1%	118	1.08	13.0%	202	1.14	3
149	Talquezalar	Río Talquezalar	Chalatenango	14.2894	89.1316	Inventory	0.421	1,238	34%	1,501	3,565	0.160	10.7%	88	1.05	12.3%	185	1.11	3
150	El Cedro	Río Pepetapa	La Páz	13.5974	89.0623	Inventory	0.336	1,119	38%	1,348	4,012	0.159	10.7%	78	1.05	12.3%	165	1.11	3
156	San Ignacio	Río San Ignacio	Chalatenango	14.3288	89.1968	Inventory	0.441	1,269	33%	1,636	3,711	0.170	10.0%	5	1.00	11.3%	111	1.06	3
	Totales						180.759	756,000	48%	586,000	3,242	0.105							123

Phase-I	59
Phase-II	32
Phase-III	32

Nota: Números en cursiva son valores estimados. n.d.: no dato

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

10.3.1.10 Recomendaciones para llevar a cabo el Plan Maestro

A. Reconocimiento del sitio y un estudio detallado será el paso siguiente a seguir.

El nivel de precisión de algunos parámetros utilizados en la elaboración del Plan Maestro, tales como el caudal o la estimación de costo, no es, el que se obtiene en una investigación de campo o el de un estudio de factibilidad.

Cuando se considera que en un sitio se amerita hacer estudios adicionales al realizado utilizando mapas topográficos a escala de 1:50,000, a 1:100,000, es extremadamente importante efectuar un reconocimiento del sitio para evaluar la topografía real, las condiciones geológicas, las instalaciones existentes y las condiciones de las vías de acceso, junto con la ruta propuesta para el canal de agua y rutas alternas del sitio de desarrollo. Los resultados son retroalimentados al estudio para preparar un plan de desarrollo.

- Topografía: Los mapas topográficos a escala de 1:50,000 a 1:100,000 disponibles y que fueron usados en el estudio de reconocimiento no tienen el nivel de precisión requerido para tener una buena calidad de exactitud. Perfiles longitudinales y transversales de la ruta de la tubería a presión se trazan basándose en el mapa topográfico y una ubicación aproximada es definida en el sitio.
- Geología: Las características geológicas del sitio de toma; así como la geología aguas arriba y aguas abajo del sitio es evaluada en el lugar del proyecto. La condición de la roca de fundación se valida a partir de la existencia de afloramientos de lecho rocoso 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 posibles deslizamientos o fallas debido a las pendientes del terreno.
- 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 vías de acceso al sitio del proyecto: Ya que la disponibilidad de una vía de acceso para el desarrollo del proyecto tiene un efecto significativo sobre el costo de construcción y sobre el cronograma de ejecución, las carreteras traficables existentes son verificadas en el sitio con la ayuda de un mapa topográfico.
- Materiales de construcción: Para una obra de toma, es necesario definir la forma en que se hará el suministro de concreto e identificar la ubicación de pedreras para los agregados en el sitio.
- Línea de transmisión: Se debe evaluar la distancia y el costo de la ruta de la línea de transmisión o línea de distribución de la energía eléctrica generada en la casa de máquinas.
- Estudio ambiental: Es necesario que en la zona de desarrollo del proyecto e no haya zonas de restricción ambiental 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 podrían ser afectadas por la nueva planta. El uso del agua para irrigación o

para beber, pesca, etc., debe ser investigado durante el reconocimiento del sitio.

B. Apoyos gubernamentales para estudio, diseño o inversión

Para cumplir los objetivos del Plan Maestro es necesario el apoyo del gobierno de El Salvador en distintas etapas de desarrollo de los proyectos. Algunos de los aspectos a considerar están relacionados con la adquisición de tierras necesarias para el desarrollo de los proyectos, los estudios de factibilidad y diseño final. Adicionalmente se requiere el apoyo gubernamental en la simplificación de la obtención de los permisos requeridos.

- Que la aprobación del permiso ambiental cumpla con los tiempos establecidos en la ley. Se estima que si al cumplir los 60 días que manda el art. 24 de la Ley de Medio Ambiente, no hay resolución ambiental, el proyecto relacionado al uso de recursos renovables automáticamente será considerado aprobado.
- Que dentro de los requerimientos de la obtención del Permiso Ambiental, existan compromisos de parte de la empresa desarrolladora del proyecto para el desarrollo social y local de las comunidades que están aledañas al sitio del proyecto, estos acuerdos deberían ser notarizados ante un abogado, e inscritos en el FISDL. Estos acuerdos incluso deberían ser multados en caso de incumplimientos por parte de la empresa desarrolladora y estos acuerdos deberían ser públicos.
- En el marco de los procesos de libre competencia existentes y la implementación del marco regulatorio para las energías renovables, se recomienda promover mecanismos de capacitación y divulgación relacionados a los temas y orientados a los desarrolladores de pequeñas Centrales Hidroeléctricas. Que el gobierno de El Salvador emita un decreto de apoyo político a los proyectos de energía renovable y especialmente a las PCH

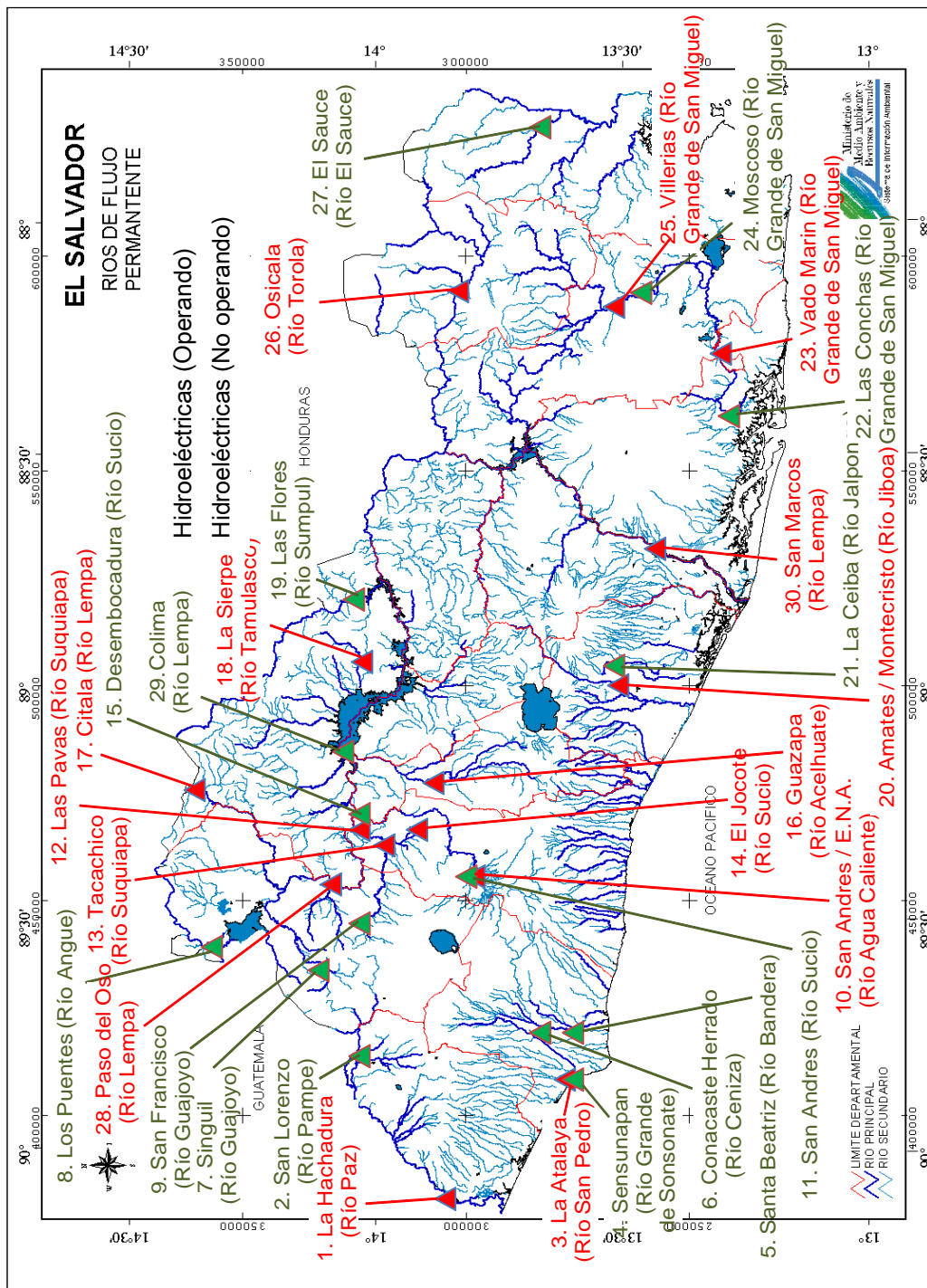
C. Sistema nacional de observación hidrológica

El mapa de ubicación de estaciones hidrológicas de SNET se muestra en la Figura 10.3.1.14. La mayoría de estaciones dejaron de registrar datos durante el período de 1985 a 1992.. Recientemente, algunas estaciones comenzaron nuevamente a registrar datos. Las ubicaciones de las estaciones hidrológicas están distribuidas parcialmente. Las estaciones hidrológicas son insuficientes en las siguientes áreas

- | | |
|---------------------------------|--------------------|
| ➤ Departamento de Ahuachapán: | parte oriental |
| ➤ Departamento de La Libertad: | parte sur |
| ➤ Departamento de San Salvador: | parte sur |
| ➤ Departamento de Chalatenango: | parte nor-poniente |
| ➤ Departamento de San Miguel: | parte norte |
| ➤ Departamento de Morazán: | toda el área |
| ➤ Departamento de La Unión: | toda el área |
| ➤ Departamento de Cuscatlán: | toda el área |
| ➤ Departamento de Cabañas: | toda el área |

- Departamento de San Vicente: toda el área
- Departamento de Cuscatlán: toda el área
- Departamento de Cabañas: toda el área
- Departamento de San Vicente: toda el área

Especialmente, no hay estaciones hidrológicas en los departamentos de Cuscatlán, Cabañas y San Vicente.



(Fuente: Preparado por el Equipo de Estudio JICA basado en la información sobre descarga promedio mensual de SNET)
Figura 10.3.14 Mapa de ubicación de estaciones hidrológicas de SNET

La información hidrológica es básica y una de las más importantes para el país, no solamente para la generación de energía hidroeléctrica sino también para otros usos tales como: riego, suministro de agua, control de inundaciones, sequías y monitoreo ambiental.

La información de largo plazo sobre observación de caudales en la estación más cercana es necesaria para la planificación de pequeñas centrales hidroeléctricas. Por lo tanto, se deben construir sistemas de observación hidrológica y meteorológica en todo el país lo más pronto posible. El sistema telemétrico automático de observación hidrológica es apropiado para el monitoreo del caudal del río.

D. Determinación del caudal ecológico del río.

En el estudio del Plan Maestro, el caudal de mantenimiento del río no se ha considerado para estimar el caudal de diseño, potencia [kW] y la energía [kWh/año].

Estudio de condición de utilización del río

Para la planificación de proyectos de centrales hidroeléctricas, es necesario investigar los distintos usos del agua tales como: agua potable, riego, uso industrial pesca y otros.

Por otro lado la construcción de la obra de toma a veces va acompañada de la inundación de casas, terrenos agrícolas y la construcción de las instalaciones de generación reduce el caudal del río entre los sitios de la toma y el canal de descarga. Por lo tanto, las instalaciones que utilizan agua en el área del proyecto deben ser estudiadas con los mapas topográficos disponibles y con investigaciones de campo.

Caudal de mantenimiento del río (Caudal Ecológico)

Si la longitud del canal de agua de la central hidroeléctrica propuesta es grande, el caudal ecológico debe ser considerado. Algunas referencias de caudal mínimo requerido de mantenimiento ecológico del río se detallan a continuación:

- 10% de la descarga promedio anual a lo largo del año
- $0.1\sim 0.3 \text{ m}^3/\text{s}/100\text{km}^2$ (Lineamiento japonés para energía hidroeléctrica)
- Descarga mínima a lo largo del año
- Descarga necesaria para peces, fauna y flora, para el terreno y para la ecología del río

El MARN siempre exigirá al desarrollador de proyectos un porcentaje del caudal promedio anual del río para el mantenimiento de cuencas, el cual podría ser el 10%

10.3.2 Energía Eólica

En este capítulo se estima la capacidad permisible de energía eólica a 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 y su proceso de aplicación en El Salvador. Como ejemplo del desarrollo de la energía eólica en Centro América, se estudiará la situación actual de los proyectos eólicos en Costa Rica.

10.3.2.1 Selección de Sitios Potenciales

En el presente estudio, se ha preparado un mapa del potencial eólico a nivel nacional, el cual identifica varios sitios con potencial para producción de energía eléctrica. Este mapa y sus respectivos sitios potenciales son explicados en el capítulo 7.

10.3.2.2 Capacidad máxima de energía admisible para interconexión con la red

La cantidad de energía producida por los aerogeneradores y por los sistemas fotovoltaicos, tienen grandes fluctuaciones según los cambios en las condiciones meteorológicas. Debido a la fluctuación en la carga diaria en el lado de la demanda, es necesario ajustar la producción de energía dependiendo del consumo de electricidad, para obtener un suministro de energía estable. No obstante, en El Salvador es difícil hacer una simulación de la interconexión de los aerogeneradores y los sistemas fotovoltaicos con la red, que permitan hacer un análisis del comportamiento de la potencia entregada. Debido a esto se plantea la necesidad de hacer un análisis de la capacidad máxima de energía admisible para interconexión con la red

En el presente estudio, la capacidad admisible de energía eólica interconectada a la red, se evaluó usando el método algebraico de la compañía “Tohoku Electric Power” de Japón, asumiendo que la máxima capacidad admisible de energía interconectada con la red incluye tanto la energía eólica como la fotovoltaica y que además la producción de energía eólica suele ser mayor que la producción de energía fotovoltaica, con fluctuaciones de corta duración en la producción de energía en ambas tecnologías, con intervalos aproximados de unos 20 minutos, que se vuelven difíciles de predecir. Además, se tomó en cuenta la mayor tasa de inyección de energía eólica hacia la red eléctrica en los países europeos.

Cuando se toman como base los datos históricos acumulados por la empresa, “Tohoku Electric Power”, las fluctuaciones en la energía demandada y la energía producida provenientes de las turbinas de viento, se calculan como se muestra a continuación:

- Tasa de fluctuación energía demandada : 1.13% de la demanda nacional
- Tasa de fluctuación en producción eólica: 23% de la capacidad eólica
- Demanda mínima mensual: 864 MW (Enero 2010)
- Capacidad eólica (asumida): 60MW

La capacidad máxima admisible conectada a la red eléctrica se puede calcular utilizando la siguiente ecuación algebraica:

$$\text{Fluctuación en la demanda} = 864 \text{ MW} \times 1.13\% = 9.7 \text{ MW}$$

$$\text{Fluctuación en la producción} = 60 \text{ MW} \times 23\% = 13.8 \text{ MW}$$

A continuación se muestra la fluctuación total de la demanda y la producción de energía eólica. La fluctuación se torna mayor con cualquier incremento en la producción de energía eólica.

$$\text{Fluctuación Total} = \sqrt{(\text{Fluctuación de la demanda})^2 + (\text{Fluctuación de producción})^2} = 16.9 \text{ MW}$$

El valor máximo para satisfacer la mínima ecuación es la fluctuación admisible en la producción de energía eólica.

$$\sqrt{(\text{control de frecuencia de carga})^2 + (\text{error permisible})^2} \\ \geq \sqrt{(\text{Fluctuación de la demanda})^2 + (\text{Fluctuación admisible en producción de energía eólica})^2}$$

$$16.9 \text{ MW} \geq \text{Fluctuación admisible de energía eólica.}$$

Asumiendo que exista una conexión a la red de una central eólica y una fotovoltaica, con una capacidad total instalada de 60MW en la red nacional, la cual opera a una capacidad de 864MW (demanda máxima, enero 2010, a las 14:30 horas), la fluctuación total y los valores de la fluctuación admisible de energía eólica, son siempre los mismos. Por lo tanto, la capacidad máxima admisible de energía eólica y fotovoltaica en El Salvador, puede ser estimada en 60MW. Este valor es aproximadamente el 7% de la demanda energética nacional asumida.

Por consiguiente, es conveniente que los parques Eólicos y Fotovoltaicos de gran escala se implementen progresivamente. Además, cuando en el futuro dichos parques se interconecten con la red eléctrica nacional, será necesario volver a evaluar la capacidad máxima admisible de energía eólica y fotovoltaica, tomando en cuenta las condiciones reales operativas del sistema de generación.

La razón de penetración de producción de energía eólica, es mayor en los países Europeos. La proporción en Dinamarca es del 21.9%, en España es del 16% y en Alemania es del 9.4%. En el caso de estos países con una alta tasa de inyección a la red la fluctuación es más fácil de absorber debido a que los países europeos están conectados a una red eléctrica común. Para el caso de Centro América, la energía eólica, con una capacidad total de 62.8MW, ha sido inyectada en Costa Rica, dando como resultado una razón de penetración aproximada de 4.2%. La capacidad máxima admisible de interconexión se incrementará con la mejora en la tecnología de generación eléctrica, tales como las baterías de respaldo.

Al analizar estos resultados se puede decir que:

- La capacidad máxima admisible de interconexión se incrementará con la mejora en la tecnología de generación eléctrica, tales como las baterías de respaldo.
- Dependiendo del incremento futuro en la demanda energética y de la selección de nuevas tecnologías a implementar, la capacidad máxima admisible puede incrementar.

- En el caso de las energías renovables, como la eólica y la fotovoltaica, las fluctuaciones ocurren fácilmente dependiendo de las condiciones meteorológicas. Por ejemplo, para mitigar las fluctuaciones de energía, se requiere un acumulador de gran tamaño para la carga de energía y estabilizar la potencia de salida. Sin embargo, el precio de un acumulador aun es caro y por lo tanto, es difícil de instalar en todos los generadores eólicos.

10.3.2.3 Consideración de los Aspectos Técnicos

A. Preparación del Programa

En El Salvador aun no se han instalado aerogeneradores conectados a la red. Por esa razón, es necesario preparar un plan de acción para una futura implementación de proyectos eólicos. En este capítulo, se explica el proceso de planificación para el desarrollo de la energía eólica. La planificación de la etapa de implementación, dependerá del propósito y de la escala del tipo de inversión que se quiere incentivar.

En El Salvador se han considerado principalmente dos tipos de aplicación: El primero caso considerado es la venta de la energía generada, y el segundo caso es consumir la energía generada en cierta instalación y luego vender el excedente a las empresas distribuidoras como CAESS, AES-CLESSA, EEO, DEUSEM, DELSUR, EDESAL, B&D y Abruzzo. Es un requisito para los desarrolladores de la energía eólica, discutir este tema con las empresas distribuidoras.

Según las condiciones del marco regulatorio actuales, es necesario discutir todavía algunos ajustes técnicos para la interconexión a la red, así como los precios de venta de la energía generada. Los proyectos eólicos son los que poseen tecnologías más accesibles económicamente, si se comparan con otras fuentes de energía renovable.

Antes de implementar un proyecto de este tipo es necesario presentar los respectivos formularios de aplicación ante las instituciones competentes. Debido a que aun no ha sido desarrollado un proyecto eólico en El Salvador, no existen casos que se puedan usar como referencia. El siguiente procedimiento es sugerido por el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Renovables (MARN). El proceso de aplicación para la energía eólica es similar al de las pequeñas centrales hidroeléctricas. Sin embargo como no hay experiencia previa sobre estudios de impacto ambiental para la energía eólica en El Salvador, es difícil estimar un cronograma para el procedimiento de aplicación.

a. Procedimiento de Aplicación.

- Paso 1: El solicitante estudia e identifica cierto lugar en donde pueda implementarse un proyecto que utilice Fuentes renovables de energía.
- Paso 2: El solicitante preparara el estudio de pre-factibilidad.
- Paso 3: Una vez se ha llevado acabo el estudio de pre-factibilidad, el interesado solicita y recibe del Ministerio del Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN), los formularios técnicos y ambientales que deben ser completados y presentados al MARN con todos los

documentos anexos.

Paso 4: Una vez el MARM ha recibido los formularios técnicos y ambientales junto con los documentos anexos solicitados, el siguiente paso es calificar el proyecto dentro de una de las siguientes categorías: a) “b1”, no necesita Estudio de Impacto Ambiental (EIA) pero requiere el cumplimiento de condiciones. b) “b2”, el proyecto necesita el EIA, entonces los Términos de Referencia son suministrados por MARN.

Paso 4a: Si el proyecto es clasificado por el MARM como "b1", se va directamente al paso 13.

Paso 4b: Si el proyecto es clasificado por el MARM como “b2”, entonces se va al paso 5.

Paso 5: Se considera apropiado informarle a la empresa distribuidora de energía acerca del proyecto.

Paso 6: El MARM asigna un inspector ambiental para estudiar el sitio del proyecto. El inspector verifica las condiciones actuales y recolecta datos que se utilizarán para los Términos de Referencia. (TDR).

Paso 7: Posterior a la inspección, el MARM suministrará los TDR al solicitante.

Paso 8: Basado en los TDR, el solicitante prepara ahora el EIA.

Paso 9: El solicitante presenta el EIA al MARN

Paso 10: El solicitante corrige el EIA, si existieren comentarios de parte del MARN. Es necesario corregir el EIA hasta que sea aprobado.

Paso 11: Una vez el EIA ha sido aprobado, el MARN extiende un documento de aprobación e informa al solicitante la necesidad de emitir la Fianza Ambiental.

Paso 12: El solicitante presenta la respectiva Fianza Ambiental en el MARM.

Paso 13: El solicitante lleva a cabo el estudio de Factibilidad tomando en cuenta todos los temas técnicos requeridos.

Paso 14: Se presentará una copia del estudio de Factibilidad a la Compañía Eléctrica Distribuidora local.

Paso 15: La Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica local revisa y evalúa los aspectos técnicos de interconexión a la red de nacional.

Paso 15a: De ser necesario, el solicitante deberá corregir los aspectos eléctricos que se presenten en el estudio de factibilidad hasta que sea aprobado.

Paso 15b: Si no presenta observaciones o recomendaciones, la compañía de energía eléctrica extiende un documento de aprobación técnica.

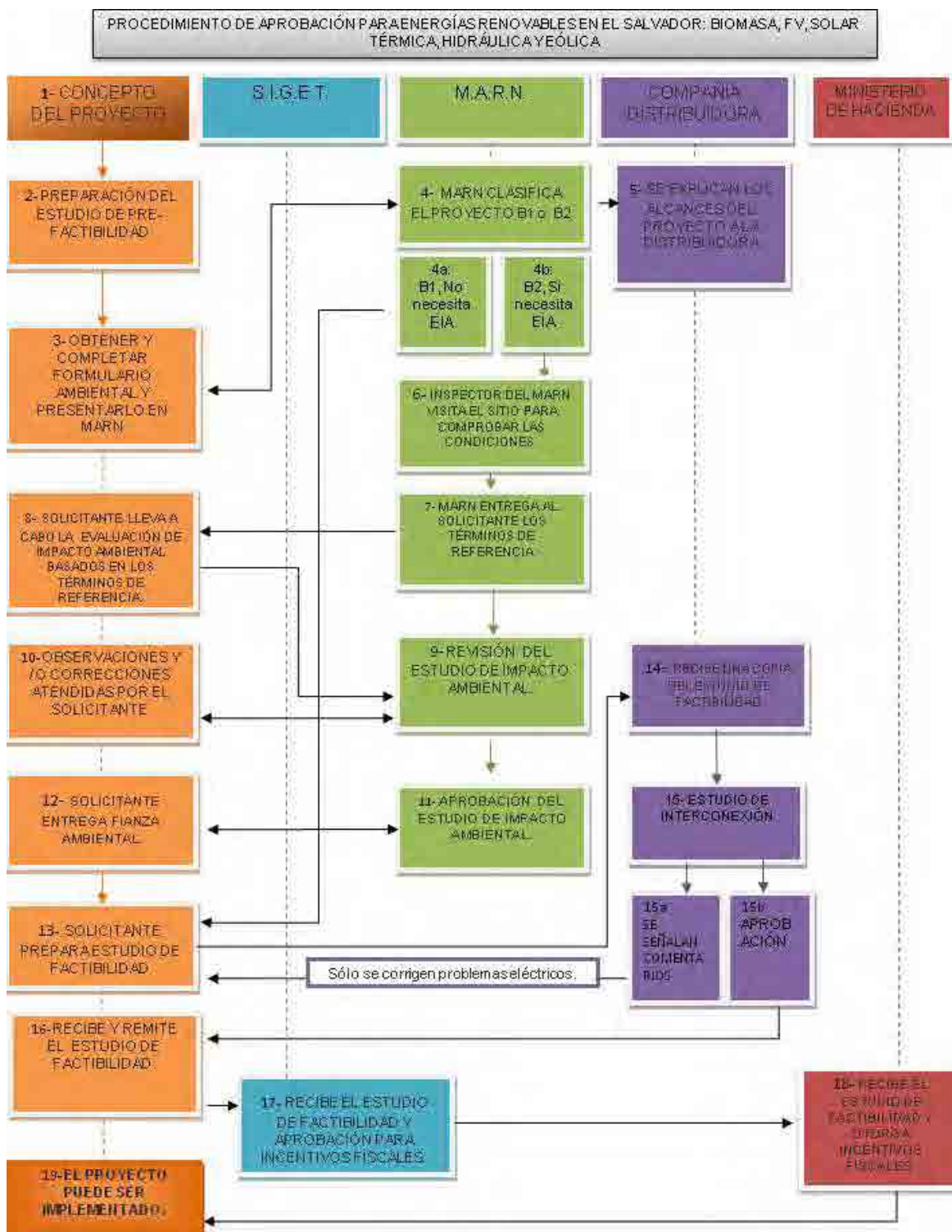
Paso 16: El solicitante presenta a SIGET el estudio de Factibilidad previamente aprobado por la compañía distribuidora de energía.

Paso 17: La SIGET revisa el estudio de Factibilidad y extiende un documento de aprobación.

Paso 18: El Ministerio de Hacienda recibe del solicitante el estudio de Factibilidad previamente aprobado por SIGET, entonces se otorga la exención de impuestos para el proyecto que aplique a la Ley de Incentivos Fiscales.

Paso 19: Después que todos los trabajos previos están completos, entonces el proyecto puede iniciar su construcción.

En la siguiente figura muestra el proceso de preparación del proyecto eólico. El mismo procedimiento se puede aplicar para los proyectos de energía Solar fotovoltaica, Solar Térmica y Biomasa.

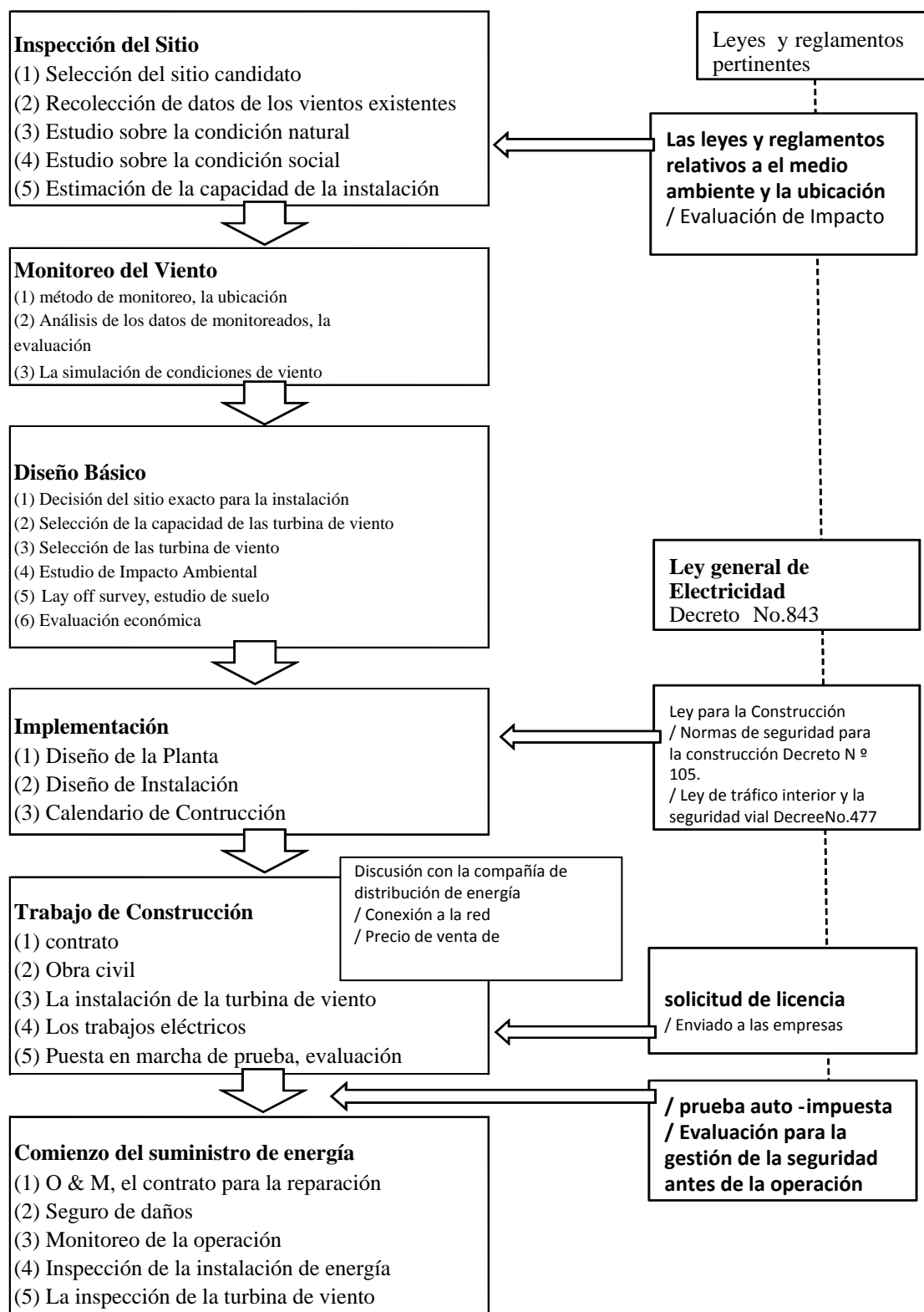


(Fuente: Equipo de Estudio de JICA)

Figura 10.3.2.1 Flujo de trabajo del proceso de preparación para el proyecto eólico

En la siguiente figura se muestra un flujo de trabajo para implementar un proyecto de energía eólica. En la etapa inicial, se lleva a cabo la inspección del sitio y el monitoreo del viento. Basados en los resultados obtenidos, se determinará el diseño básico y el plan de implementación, y después que todo esté

completo, la construcción podrá comenzar. Después de terminar la construcción y posterior a la puesta en marcha, la energía será suministrada a la red.



(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Figura 10.3.2.2 Proceso del desarrollo de energía eólica

B. Evaluación del Potencial Eólico

a. Plan de Medición

El objetivo principal del monitoreo es identificar aquellos sitios con potencial eólico que además contengan otras características adicionales optimas 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 más 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 las torres de monitoreo dentro de los sitios candidatos.

Para desarrollar el plan eólico, es necesario preparar la metodología de monitoreo del viento. Las siguientes características deben ser especificadas en la preparación:

- 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

b. Evaluación del Potencial Eólico

A continuación se hace un análisis de los parámetros del viento en la etapa de monitoreo para evaluar las características obtenidas en los distintos sitios potenciales. Basándose en los resultados se estimará la producción de energía de las turbinas y luego se decidirá la capacidad instalada para el proyecto.

b1. Duración del Monitoreo

La duración mínima para el monitoreo del viento es de un año, aunque dos o más años produciría resultados más confiables. Un año es usualmente suficiente para determinar la variabilidad diurna y estacional del viento. La variabilidad inter-anual del viento también puede ser estimada comparando los datos históricos de estaciones de referencia como por ejemplo la estación del aeropuerto y de las estaciones meteorológicas. La recolección de datos y los parámetros de medición tiene que ser por lo menos del 90% de la duración total del proyecto de monitoreo, manteniendo el intervalo mínimo de recolección de datos a menos de una semana.

b2. Monitoreo del Viento

En general, para desarrollar la energía eólica, las estaciones de monitoreo de viento se instalan solo por un periodo limitado de tiempo. Los permisos para poder instalar dichas estaciones de monitoreo, deberían ser otorgados por el dueño de la propiedad. La siguiente tabla muestra los parámetros básicos que deberían tomarse en cuenta en la evaluación:

Tabla 10.3.2.1 Parámetros Básicos

Parámetros de Medición.	Valores Recolectados
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

(Fuente: Manual de Evaluación del Recurso Eólico del NREL (National Renewable Energy Laboratory) LNER (Laboratorio Nacional de Energía Renovable))

Velocidad del Viento

La velocidad del viento es el indicador más importante del sitio donde se encuentra la fuente de energía renovable. Es recomendable sondear a diferentes alturas para determinar las características de circulación del viento, llevando a cabo simulaciones de rendimiento de las turbinas a diferentes alturas del buje de la turbina guardando a su vez una copia de seguridad de los datos.

Energía del Viento

La cantidad de energía del viento está en función de la velocidad y la masa. Mientras mayor es la velocidad del viento más energía está disponible. La energía del viento es la razón a la cual la energía está disponible o la relación a la cual la energía que atraviesa un área por unidad de tiempo. La siguiente formula muestra la energía del viento que puede ser generada:

$$P = \frac{1}{2} \rho A V^3$$

- P: Potencia del viento (W)
 ρ: Densidad del Aire (kg/m³)
 A: Área de barrido (m²)
 V: Velocidad del Viento (m/s)

Dirección del Viento

Información referente a la frecuencia del viento según su dirección es importante al momento de identificar la forma y orientación del terreno y para optimizar la distribución de las turbinas dentro del parque eólico. Se deben definir las direcciones predominantes del viento.

Temperatura

En la mayoría de los sitios, el promedio de la temperatura ambiente cerca del nivel del suelo (2 a 3 m) tendrá una diferencia de 1°C como promedio con relación a la altura del buje del aerogenerador.

Velocidad vertical del viento

La velocidad del viento y la energía varían dependiendo de la altura sobre el nivel del suelo. Sin embargo, es difícil medir la velocidad del viento a la altura exacta del buje, como por ejemplo a 80 metros. Por lo que se recomienda medir la velocidad del viento a diferentes alturas para calcular el nivel más alto de energía, siendo medido por lo menos, en dos alturas.

La siguiente ecuación ilustra cómo utilizar el método de la ley de la energía donde V_0 es la velocidad del viento a la altura original, V es la velocidad del viento a una nueva altura, H_0 es la altura original, H es la nueva altura y α es el exponente de perfil del viento o exponente de Hellman.

$$V = \left(\frac{H}{H_0} \right)^\alpha V_0$$

- V_0 : Velocidad del viento a la altura original
 V : Velocidad del viento a una nueva altura
 H_0 : Altura original
 H : Nueva altura
 α : Exponente de perfil del viento

Tabla 10.3.2.2 Exponente de Corte de Viento

Terreno	Exponente de Corte del Viento α
Área costera	0.11
Hierba cortada	0.14
Pradera con Pasto Bajo	0.16
Cultivos, Praderas con Pasto Alto	0.19
Arboles dispersos y Cortezas	0.24
Arboles, Cortezas y algunos edificios	0.29
Suburbios	0.31
Bosques	0.43

(Fuente: Energía Eólica)

Si las velocidades del viento son monitoreadas a diferentes alturas, es posible calcular el exponente de perfil del viento usando la siguiente ecuación:

$$\alpha = \frac{\ln\left(\frac{V}{V_0}\right)}{\ln\left(\frac{H}{H_0}\right)}$$

Presión Barométrica

La presión barométrica se utiliza junto con la temperatura del aire para determinar su densidad. Sin embargo, es difícil obtener una medida exacta de la presión en ambientes con mucho viento por las presiones dinámicas inducidas cuando el viento fluye a través de instrumentos de medición cerrados. Un espacio cerrado o el ambiente interior de una oficina es el lugar ideal para un sensor de presión. Por lo tanto, la mayoría de los recursos para evaluación, no miden la presión barométrica, en su lugar utilizan los datos obtenidos por la estación del SNET, la cual luego es ajustada para una elevación determinada.

b3. Alturas de Monitoreo

Las alturas típicas para el monitoreo del viento tanto para la velocidad como la dirección son a 40 m, 25 m, y 10 m. No obstante, la altura del buje incrementa a medida que aumenta la potencia de la turbina de viento. En general la altura típica del buje para una turbina de viento de 1MW es de 60 metros, y para una potencia de 2MW, es entre 70 u 80 metros. Por lo tanto, es necesario monitorear como sea posible, la velocidad del viento cerca de la altura del buje.

La temperatura ambiente, la presión barométrica y la radiación solar, son monitoreadas a un altura de 2 a 3

metros sobre el nivel del suelo.

b4. Montaje de la torre para monitoreo de viento

Dos importantes directrices deben ser acatadas al escoger el sitio exacto para montar la torre de monitoreo:

- Colocar la torre lo más lejos posible de obstrucciones locales que afecten la corriente del viento.
- Seleccione un lugar que sea el más representativo del sitio.

El situar la torre cerca de obstáculos tales como árboles o edificios, puede afectar negativamente el análisis de las características del viento, pudiendo alterar la magnitud general percibida del recurso eólico, los perfiles del viento, y los niveles de turbulencia. Por regla, si un sensor necesita estar cerca de un obstáculo, deberá ser colocado a una distancia horizontal no mayor de 10 veces la altura del obstáculo en la dirección predominante del viento.

c. Evaluación

c1. Monitoreo

La siguiente tabla muestra el listado de elementos a ser evaluado, tomando en cuenta los resultados de monitoreo del viento. Para cada ítem, se mencionan el propósito y el procedimiento para esta etapa de monitoreo.

Tabla 10.3.2.3 Listado de datos de viento para su evaluación

	Dato	Período	Propósito	Procedimiento
Condición del viento	Velocidad promedio de viento (m/s)	Anual Mensual	Evaluación de la velocidad del viento	La velocidad media del viento = suma de todos los valores promedio por hora en el monitoreo/No. de datos
	Distribución de frecuencia de la Velocidad del viento, (%)	Anual	Evaluar características de la velocidad del viento por la distribución de frecuencia de la velocidad del viento	Se establece una clase de velocidad del viento cada 1 m/s y se calcula la frecuencia relativa de cada clase
	Distribución de frecuencia de la Dirección del viento (%)	Anual	Aclarar dirección predominante del viento	Toda dirección del viento se divide entre 16 direcciones y se acumulan en la dirección media del viento
	Velocidad del viento direccional (m/s)	Anual	Aclarar dirección predominante del viento a considerar para ubicación de las turbinas eólicas	En cada dirección se calcula un promedio aritmético basado en la velocidad media por hora del viento
	Distribución de frecuencia de la velocidad del viento direccional (%)	Anual	Aclarar dirección predominante del viento a considerar para ubicación de las turbinas eólicas	Se calcula para cada acimut la frecuencia relativa de cada clase de velocidad del viento (1 m/s por paso)
	Velocidad del viento diurno (m/s)	Diurno Anual	La variabilidad temporal de la velocidad del viento es evaluada para el plan operacional de las turbinas de viento	Se calcula la velocidad media del viento por hora de cada mes y se aclara la transacción por cuadro
	Intensidad de la turbulencia	Anual	Se aclaran las propiedades de las fluctuaciones de la velocidad del viento y la dirección con gran fluctuación de la velocidad del viento	Se calcula la velocidad del viento para todas las direcciones del azimut y para la dirección de cada una. Intensidad de la turbulencia = desviación estándar de la velocidad del viento / velocidad media del viento
	Velocidad del viento vertical	Anual	Se calcula el Índice de poder para predecir la velocidad del viento a cierta altura y se aclara la distribución de la velocidad del viento vertical	Cada altura de monitoreo y la velocidad del viento son sustituidas por la siguiente formula y se calcula por los mínimos cuadrados $V/V_1 = (Z/Z_1)^{1/n}$
Energía eólica	Factor de utilización	Anual	Se aclaran las condiciones de funcionamiento de la turbina de viento	Se acumula desde el lado de alta velocidad del viento en la frecuencia relativa del viento y se calcula la frecuencia relativa acumulativa. Factor de utilización = Frecuencia relativa acumulativa mayor que la velocidad del viento para el arranque – Frecuencia relativa acumulativa mayor que la velocidad del viento de corte.
	Disponibilidad de energía (producción de energía anual, kWh/m ² /año)	Anual Mensual	Se evalúa la cantidad de potencia que pueden ser adquiridos de generación de energía eólica	Se acumula en la producción anual de energía en cada velocidad del viento sobre la base de la curva de potencia de la turbina de viento y la frecuencia relativa de la velocidad del viento
	Factor de capacidad	Anual Mensual	Se evalúa la posibilidad de la implementación de la generación de energía eólica	Factor de capacidad = potencia de salida / (salida de potencia nominal x horas de operación)

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

c2. Evaluación de los datos monitoreados

Para desarrollar adecuadamente la energía eólica, las características más importantes son: la velocidad promedio del viento, la dirección estable del viento y las turbulencias en pequeña intensidad.

Velocidad Promedio del Viento

Los sitios en donde la velocidad promedio anual del viento **excede de 6m/s a 30m** sobre el nivel del suelo son aceptables para el desarrollo de energía eólica.

$$V_{\text{prom}} \text{ (m/s)} = \frac{\text{Suma todos los valores horarios promedio monitoreados en el plazo (m/s)}}{\text{Cantidad de datos monitoreados}}$$

Frecuencia relativa de la dirección del viento

Si la frecuencia relativa anual de la dirección del viento es mayor de 60% en el eje del viento, la dirección puede ser evaluada como estable. (Los ejes de la rosa de los vientos definen las direcciones predominantes y las 2 inmediatas, y las direcciones simétricas de estos tres ejes.) En total, 6 azimuts distribuidos en 16 ángulos azimutales, son definidos como los ejes de la rosa de los vientos. La siguiente figura presenta una muestra de los ejes de una rosa de los vientos (SSW, SW, WSW and ENE, NE, NNE) marcado por las líneas rojas.

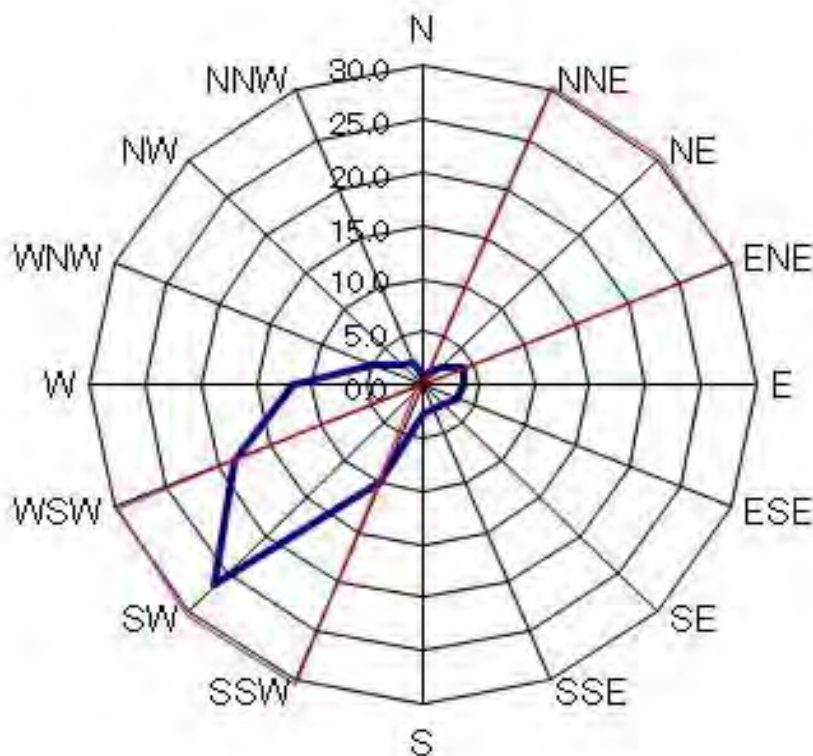


Figura 10.3.2.3 Ejes del Viento

Intensidad de la Turbulencia

La intensidad de la turbulencia es afectada grandemente por las características y condiciones topográficas, lo cual hace difícil estandarizarla, pero se sabe que por lo general se encuentra dispersa en el rango de aproximadamente 0.1 - 0.3, dependiendo de las características topográficas. Los sitios candidatos pueden ser revisados si la intensidad de la turbulencia es mayor al estándar del IEC (*International Electrotechnical Commission*, Comisión Electrotécnica Internacional). O de ser necesario consultar con los fabricantes para seleccionar la turbina de viento más apropiada.

$$\text{Intensidad de la turbulencia} = \frac{\text{desviación estándar de la velocidad del viento (m/s)}}{\text{velocidad promedio del viento (m/s)}}$$

c3. Evaluación de la Energía Producida

Densidad de la Energía Eólica

La densidad de la energía eólica tiene que ser mayor que 240 W/m² a 30 metros sobre el nivel del suelo.

$$\text{Densidad de la energía eólica (W/m}^2\text{)} = \frac{1}{2} \frac{\rho \sum V^3}{T_0}$$

ρ : Densidad del Viento (kg/m³)

V: Velocidad promedio del viento por hora (m/s)

T₀: Horas en el periodo

La densidad de energía eólica es la energía del viento por unidad de área. La densidad del aire puede ser calculada usando la ley de los gases en función del cambio en la temperatura y la presión, tal como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\rho = \frac{P}{RT}$$

P: Presión del Aire (N/m²)

R: Contenido de Gas (287.04 J/kgK)

T: Temperatura en grados Kelvin

Por ejemplo, la densidad del aire a una temperatura estándar de 15 °C a nivel del mar es de 1.225 kg/m³

Factor de capacidad de la turbina de viento

El factor de capacidad anual tiene que ser a más del 20%.

$$\text{Factor de Capacidad Anual (\%)} = \frac{\text{Producción Anual de Energía (kWh)}}{\text{Potencia Nominal (kW)} \times 8760(\text{hr})} \times 100$$

El factor de utilización deberá estar entre el 90 y el 95%, por reparaciones o fallos del sistema. El factor de corrección es 95% para tierras planas y 90% para terrenos accidentados.

Producción de energía anual (kWh) = Energía Anual Producida x Factor de utilización x factor de corrección.

La tasa de operación expresa la razón de operación del sistema de generación de energía por hora. Con el valor que divide el total de las horas anuales de operación de la turbina de viento, se calcula por la frecuencia relativa acumulada desde la velocidad de arranque del viento hasta la velocidad de desconexión del viento. Cuando la curva característica del viento (frecuencia relativa acumulada) está disponible, se calcula mediante las siguientes expresiones

$$\begin{aligned} \text{Tasa de operación (\%)} &= \text{Frecuencia relativa acumulada mayor que la velocidad de arranque} \\ &\quad - \text{Frecuencia relativa acumulada mayor que la velocidad de desconexión} \end{aligned}$$

El factor de corrección debe ser 95% para tierras planas y 90% para terrenos accidentados.

C. Diseño Básico

a. Determinación exacta del sitio de instalación

a1. Potencial Eólico

El mapa de potencial eólico ya está disponible en El Salvador. Esto facilita la identificación de las áreas con potencial eólico usando dicho mapa. El proceso de preparación del mapa de potencial eólico está escrito en el capítulo 7 de este Plan Maestro.

a2. Entorno Natural

Las condiciones eólicas dependen en gran medida de los terrenos circundantes y sus características. Por lo tanto, es necesario estudiar las características climáticas locales. Para el desarrollo de la energía eólica, el entorno debería estar ubicado de tal manera que optimice las cualidades estéticas del paisaje circundante y las que permitan desarrollar la energía eólica en sí.

b. Consideración de las Condiciones Naturales y Sociales

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

En cuanto al sitio de instalación, puede estar ubicado en una cadena montañosa, en planicies, en zonas

costeras, a veces en parques, en distritos urbanos, etc. También hay que considerar otras condiciones naturales que puedan dañar las instalaciones y estructuras tales como los rayos o el daño provocado por el agua salada. También es importante considerar la condición de las carreteras de acceso que serán utilizadas para transportar material o maquinaria pesada durante la construcción, la viabilidad para el sistema de agua potable y la energía eléctrica que se necesitaran durante la construcción. Además, se requiere cumplir con los reglamentos locales, permisos oficiales, políticas para el uso del suelo (Área prohibida, madera, tierras agrícolas, áreas urbanas, parques, etc.). Es necesario examinar el impacto ambiental, como el ruido, las vibraciones, la interferencia electro magnética, el paisaje y el impacto al ecosistema. Al considerar los aspectos técnicos, se debe tomar en cuenta las condiciones meteorológicas predominantes (huracanes, flujo turbulento y rayos) en el sitio donde se planea la instalación. Durante los últimos años hubo pocos casos donde se registren problemas en el paisaje y el ecosistema. (El impacto en las aves por parte de predadores externos). Por lo tanto, se le debe dar atención al consenso local de los habitantes u organizaciones locales. En la siguiente tabla se muestra un resumen de los requisitos que deberían considerarse para la instalación de las turbinas eólicas:

Tabla 10.3.2.4 Lista de requisitos a considerar con anticipación

	Asunto	Requisitos a considerar
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 las turbinas de viento, causada por su ubicación.
	Rayos	Los rayos producen una gran cantidad de energía durante su descarga. Es necesario considerar las contramedidas adecuadas en las áreas de frecuente 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.

	Asunto	Requisitos a considerar
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 en los sitios candidatos.
	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 radio-ayudas 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))

C. Selección de la Turbina de Viento

Los planes para ubicar las turbinas de viento se definirán, basándose en la estimación de capacidad instalada más adecuada utilizando el siguiente procedimiento:

Estimación de la Producción de Energía

La producción total de energía de las turbinas de viento se estimará basada en la disponibilidad del presupuesto de implementación, y otras consideraciones tales como la distancia, capacidad de la red de transmisión y distribución, así como la carga principal del sistema.

Tomando como base la curva de potencia que proporcionan los fabricantes, se puede estimar la potencia producida por la turbina eólica. El fabricante estima la producción de energía de sus turbinas bajo las condiciones estándares de la velocidad del viento a la altura del buje, la distribución de *Rayleigh*, la densidad del aire a nivel del mar y a una temperatura de 15 °C.

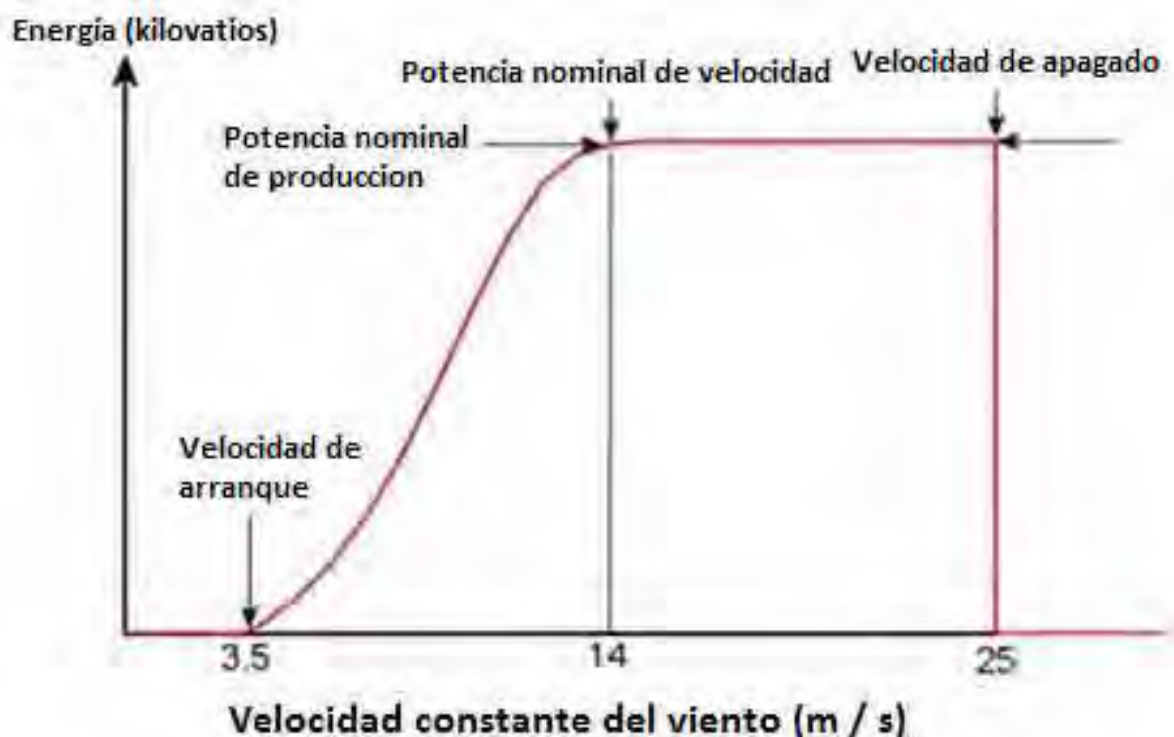
Cuando la velocidad del viento es mayor que la velocidad de arranque de la turbina, la turbina comienza a producir energía. La producción de la energía generada por la turbina es controlada por el giro de la

pala (*Pitch*) o por el ángulo de incidencia del viento sobre la pala (*Stall*) cuando alcanza su valor nominal. Para prevenir daños, el rotor se detiene cuando la velocidad del viento se vuelve muy fuerte. La siguiente figura muestra la producción típica de energía de una turbina con una velocidad de viento estable. La velocidad de arranque, la velocidad de desconexión y la velocidad nominal, dependen del rendimiento de la turbina. En general, estas son las velocidades de viento más aplicadas:

Velocidad del viento (arranque) : 3~4 m/s

Velocidad del Viento (Nominal) : 12~16 m/s (depende del rendimiento de la turbina)

Velocidad del Viento (desconexión) : 24~25 m/s



(Fuente: Programa de energía eólica del Reino Unido)

Figure 10.3.2.4 Curva de Potencia Típica de una Turbina de Viento

La siguiente tabla muestra la producción de energía en una turbina típica de viento. La producción promedio de una turbina se calcula usando la curva de potencia, multiplicando la potencia de salida por la probabilidad del viento para cada velocidad. La siguiente ecuación muestra la producción de energía anual a una velocidad de V_i (m/s).

$$\text{Produccion Anual de Energia (kWh)} = \sum (P_i \times f_i \times 8760 \text{ (h)})$$

P_i : Producción (kW) a V_i (m/s)

f_i : Probabilidad de viento (%) a V_i (m/s)

Tabla 10.3.2.5 Producción Estimada de la Energía

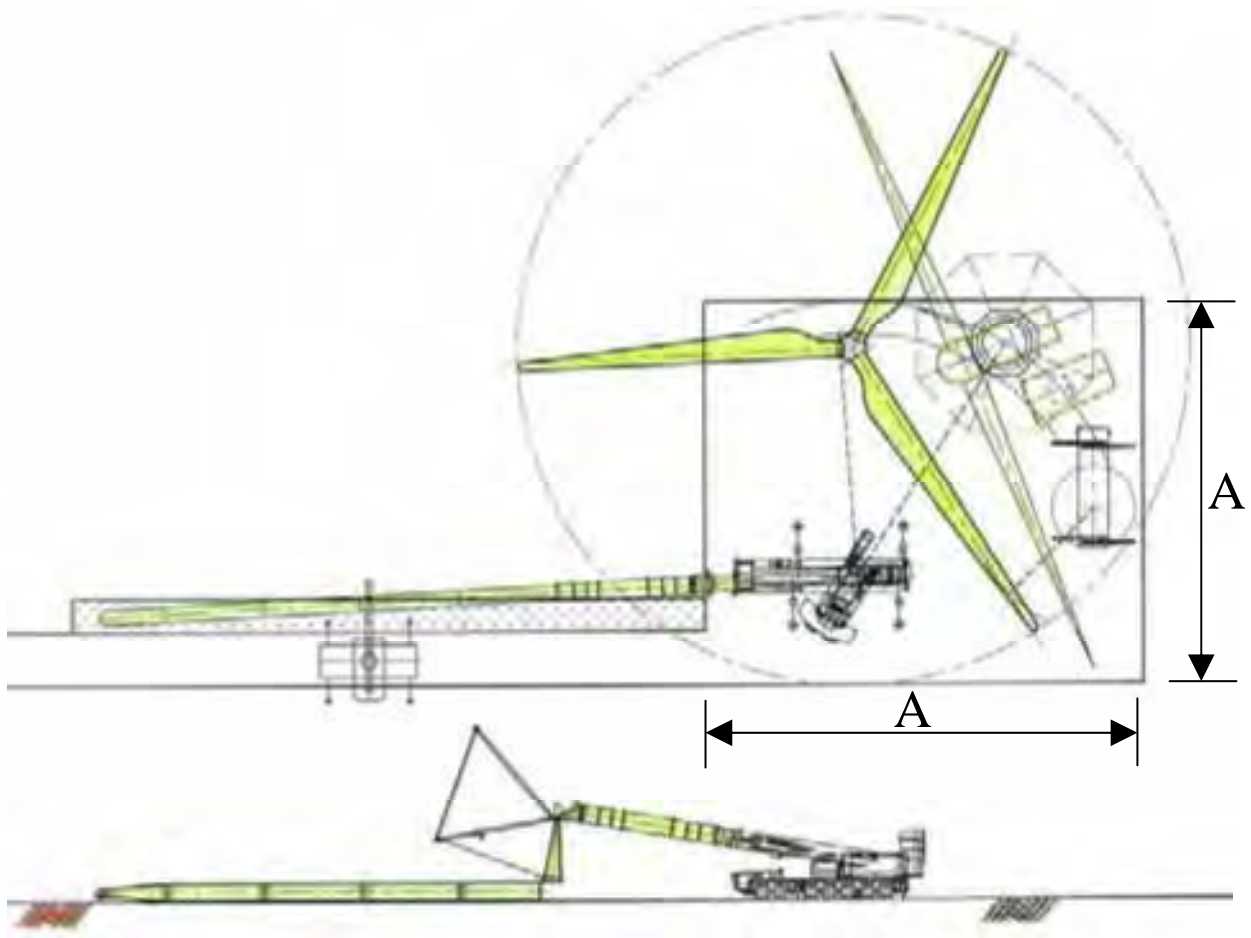
Velocidad (m/s)	Curva de Potencia (kW)	Probabilidad Eólica (f)	kW netos
0	0	0.885%	0.00
1	0	6.803%	0.00
2	0	12.238%	0.00
3	18	15.383%	2.77
4	55	16.015%	8.81
5	102	14.564%	14.86
6	157	11.847%	18.60
7	255	8.730%	22.26
8	367	5.872%	21.55
9	487	3.622%	17.64
10	595	2.056%	12.23
11	677	1.077%	7.29
12	735	0.521%	3.83
13	779	0.233%	1.82
14	797	0.097%	0.77
15	801	0.037%	0.30
16	788	0.013%	0.10
17	769	0.004%	0.03
18	749	0.001%	0.01
19	733	0.000%	0.00
20	717	0.000%	0.00
21	705	0.000%	0.00
22	701	0.000%	0.00
23	700	0.000%	0.00
24	702	0.000%	0.00
25	0	0.000%	0.00
		100.00%	132.87

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

D. Plan de Implementación

a. Área de construcción

En aquellas áreas donde se ha planificado introducir la generación de energía eólica, se recomienda seleccionar el sitio tomando en cuenta las condiciones naturales y las condiciones sociales. En caso de instalar una sola turbina, se debe elegir el sitio con las características eólicas más adecuadas. Las dimensiones del espacio requerido para el ensamble e instalación de un aerogenerador se muestran a continuación:



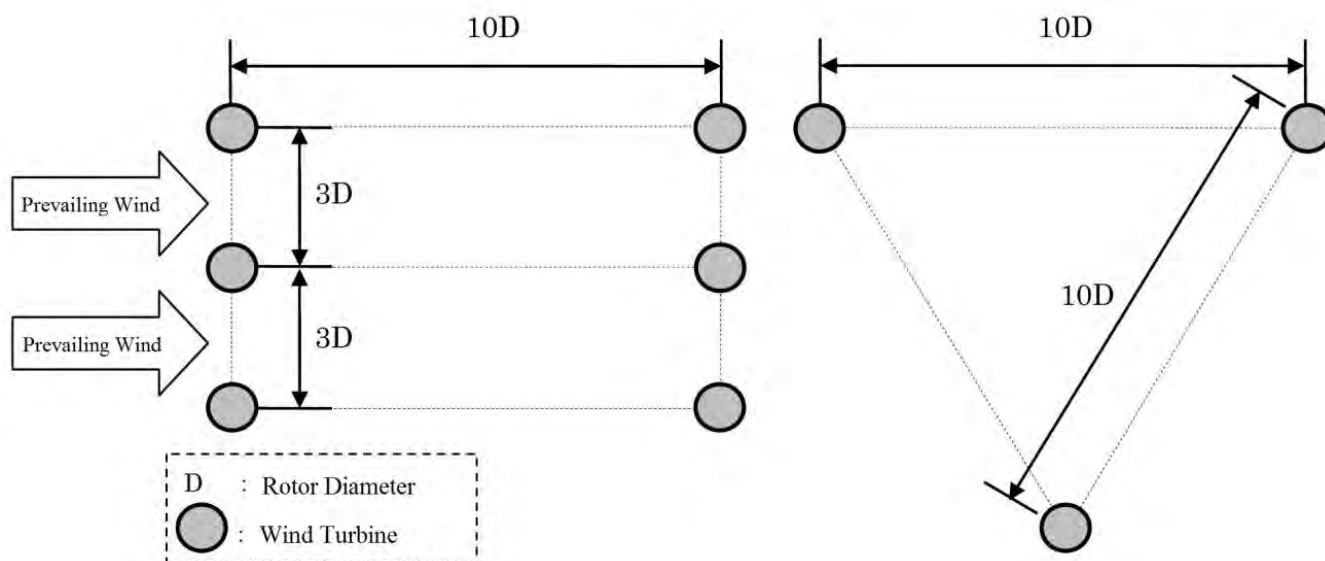
(Fuente: Guía para la introducción de la energía eólica: NEDO)

Figura 10.3.2.5 Dimensiones de espacio requerido durante la construcción

Clase 500 kW :	A=50 m×50 m
Clase 1,000 kW :	A=65 m×65 m
Clase 2,000 kW :	A=85 m×85 m

Por otra parte, es necesario considerar en el sitio, las condiciones en la dirección predominante del viento, para decidir la mejor distribución de los aerogeneradores, en el caso que se piense instalar varias turbinas de viento. El área que rodea la turbina por donde se conducen las corrientes de viento es conocida como sotavento (término marino que indica el sentido señalado por los vientos dominantes). Si otra turbina fuera instalada en el área de sotavento, la cantidad de energía producida disminuiría drásticamente. El área de sotavento se puede comprobar por medio de un experimento de medición. Es aproximadamente 3 veces el diámetro (D) del rotor, perpendicular a la dirección del viento y aproximadamente 10 veces en la dirección del sotavento. Por lo tanto, la construcción dentro del área de sotavento se debe evitar cuando se instalan varias turbinas.

En aquellas áreas donde la dirección del viento está claramente definida, la distribución en planta de la instalación, se diseña con dimensiones rectangulares de 10D x 3D. En aquellas áreas donde la dirección del viento no está claramente definida, la distribución en planta se diseña con una distribución triangular de 10D x 10D x 10D. Un ejemplo concreto se muestra en la figura siguiente:



(Fuente: Guía para la introducción de la energía eólica: NEDO)

Figura 10.3.2.6 Distribución en planta de varias Turbinas de viento

b. Vehículos Pesados

Es necesario completar la instalación de las turbinas de viento sin problemas durante el período de implementación. Durante este período, la construcción de los cimientos, el ensamble de los equipos, la instalación de la torre, el cableado y la preparación del terreno, tienen que ser completados. Entonces es necesario elaborar un plan de construcción y un cronograma de trabajo por motivos de seguridad. Es

importante considerar los siguientes aspectos: Para la instalación de las turbinas, será necesario un remolque para transportar materiales y un camión grúa para el montaje de la torre. Hay que averiguar las condiciones en que se encuentra la carretera de acceso para la circulación de los vehículos de servicio pesado, tales como el ancho, la pendiente, las curvas, el peso límite de los puentes y así sucesivamente, para determinar si el sitio es accesible para dichos vehículos. Se utilizará una grúa con desplazamiento sobre orugas para la instalación de las turbinas eólicas. Sin embargo, en la actualidad, una turbina clase 2000 kW puede ser instalada con una grúa, si la góndola se puede dividir en varias partes y la longitud de la torre es más corta. En el caso de instalar varias turbinas eólicas, se requerirá mucho más tiempo para el desmontaje y montaje de la grúa con todos los aerogeneradores. Será más económico y más rápido, mover la grúa sobre orugas hasta la siguiente etapa, que tomarla por aparte y ensamblarla de nuevo. En este caso, será necesario ampliar la carretera existente para el transporte de la grúa. Las restricciones del uso del suelo para las obras de instalación también se deben constatar. Por lo tanto, será necesario calcular e incluir cualquier coste adicional en el presupuesto. La siguiente tabla muestra la información resumida de los vehículos pesados para la instalación de las turbinas eólicas:

Tabla 10.3.2.6 Vehículos de servicio pesado para la instalación eólica

	Ítem	unidad	600kW	1,000kW	2,000kW
Especificación de la turbina eólica	Peso de la góndola	ton	35	45	65
	Diámetro del rotor	m	45 - 50	60	80
	Longitud de la pala	m	22 - 25	30	40
	Peso de la torre	ton	40 - 80	80 - 120	150 - 250
	Largo de la torre	m	35 - 50	50 - 70	60 - 100
Vehículo pesado	Transporte (hélice)		Remolque	Remolque	Remolque
	Transporte (góndola)		Remolque de cama baja	Remolque de cama baja	Remolque de cama baja
	Instalación		Sub-Grúa 50t	Grúa sub-hidráulica 100t	Grúa sub-hidráulica 100t
			Grúa principal 200t	Grúa hidráulica principal 550t	Grúa sobre orugas 650t

(Fuente: Manual de Introducción para Energía Eólica. NEDO)

E. Calendarización

Para instalar los aerogeneradores, se requiere suficiente espacio en una superficie nivelada para ejecutar los trabajos de ensamble de las hélices, construir la torre y movilizar el equipo principal de la grúa móvil. Al tener construidos los cimientos para el aerogenerador, será necesario realizar algunos ajustes en el cronograma de trabajo. Dependiendo del modelo de turbina eólica, hay un método de construcción para unir cada pieza de la hélice con el rotor de la góndola, sin ensamblar la hélice en el suelo. Además,

existen otros métodos de construcción usando un elevador especial en lugar de usar una grúa de gran tamaño. En este caso, se necesitara una superficie menor para ejecutar los trabajos de construcción. En cuanto a los trabajos para instalar la cabina, el tablero, las obras eléctricas y otras obras relacionadas, se pueden hacer en el mismo período. Esto implicará ajustar el programa de trabajo planificado para cada etapa de la obra. En cuanto a los trabajos para manipular la carga pesada, se deberá tener cuidado con la forma de mover la carga y la elevación de la misma. Además, es necesario tomar precauciones con la operación de la grúa cuando el viento cambia de velocidad. Los trabajos de construcción bajo condiciones de riesgo no son permitidos. Es necesario tomar medidas preventivas contra la presencia no autorizada de personas que entren a la zona de construcción, exceptuando a los trabajadores mismos. Se debe prestar atención a las especificaciones técnicas de la obra.

El plazo de instalación para un aerogenerador, toma aproximadamente unos tres meses, desde el inicio de los trabajos de ingeniería civil hasta el final del periodo de prueba. Este plazo es solo una referencia, pues depende de la potencia del aerogenerador y del proceso de instalación. Para la instalación de parques eólicos grandes, por ejemplo 10 aerogeneradores de clase 2,000 kW, el plazo de construcción requiere usualmente más de 12 meses. Pero, igualmente, el plazo depende en gran medida de las condiciones existentes en el lugar de construcción.

Tabla 10.3.2.7 Calendarización

No.	Cronograma de Construcción de la Turbina de Viento		1er. Mes		2o. Mes		3er. Mes		4o. Mes		
	Mojón		● Inicio			● Recibe electricidad de la red			● Entrega		
1	Obras Civiles	Construcción del sitio y vias de acceso									
		Construcción de los cimientos									
		Mantenimiento del área de generación									
2	Obras Eléctricas	Cableado para la interconexión									
		Instalación de panel de control y gabinete de potencia									
		Cableado y puesta a tierra									
3	Turbina de Viento (incluyendo el transporte)	Montaje e Instalación de la Torre									
		Montaje e Instalación de la góndola y el rotor									
		Instalación y cableado de la unidad de control									
4	Dispositivos de Monitoreo										
5	Pruebas y Puesta en marcha	Revisión por el fabricante (ajustes)									
		Prueba Auto-impuesta									
		Pruebas de Operación									

(Fuente: Manual de Introducción para Energía Eólica. NEDO)

F. Operación y Mantenimiento

a. Operación y Mantenimiento

Las labores de Operación y mantenimiento son esenciales para mantener en óptimo estado el aerogenerador. Cuando se modifiquen o reparen estos equipos, se necesita darle seguimiento diario y un mantenimiento periódico. Cuando se le da seguimiento diario a la operación, es posible detectar tempranamente los problemas. El objetivo de las reparaciones y/o el mantenimiento es operar con seguridad y bajo condiciones estables. Hay que mantener un óptimo rendimiento de operación, de tal manera que la rehabilitación se haga inmediatamente después del mantenimiento. En general, el mantenimiento significa una inspección periódica. Significa investigar y restaurar las partes que están por fallar y resolver los problemas ocurridos. El contrato para la operación y mantenimiento debe ser objeto de revisión. El costo de operación y mantenimiento es un factor importante al momento de elegir el modelo de turbina para poder evaluar su eficiencia económica. En cualquier modelo de contrato, es necesario elegir y especificar, mano de obra calificada y especializada. Se recomienda negociar con el fabricante o con una empresa especializada y examinar los temas que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 10.3.2.8 Operación y Mantenimiento

Lista	Puntos a Considerar
Contrato para la supervisión de la operación	<ol style="list-style-type: none"> 1) Supervisión, los contenidos, los temas y la frecuencia de inspección, tiene que ser aclarado. 2) Calificación y condiciones para convertirse en supervisor, tienen que ser aclaradas. 3) Obligaciones del supervisor, condiciones de trabajo, área de control, tienen que ser aclaradas. 4) Selección de métodos de supervisión, tales como el monitoreo remoto y directo 5) casos de emergencia, tiene que quedar claro. Los casos cuando el supervisor se comunique personalmente, deben quedar claros. 6) Los informes periódicos hacia el propietario: plazo (semana, mes, año), punto, método de la presentación de informe y los datos divulgados, se confirman.
Contrato de mantenimiento (Inspección periódica)	<ol style="list-style-type: none"> 1) Instalaciones para el mantenimiento (turbina, equipos eléctricos, entre otros), contenido, período de mantenimiento, el costo, la necesidad de asistencia, gastos de viaje y transporte, son decididos. 2) Estado del cumplimiento de los trabajos, se aclara. 3) Las condiciones de mantenimiento y la garantía contractual de las partes inspeccionadas. 4) Confirmación de la accesibilidad de la carretera para el equipo y para el ingeniero de servicio. Asignación de responsabilidades en la carretera, se aclara. 5) Disolución y renovación del contrato, se aclaran 6) Si el contratista de mantenimiento y el proveedor de equipos, son diferentes, el tiempo de entrega, las garantía, y la disponibilidad de las partes de repuesto, es aclarado. 7) Viabilidad de entrega de consumibles 8) El Plazo objetivo, se pone de manifiesto
Contrato de mantenimiento (Inspección irregular)	<ol style="list-style-type: none"> 1) El rango objetivo de la prestación de servicios (un producto, obra, y transporte), el contenido, el tiempo de servicio, el costo, la necesidad de asistencia, el contenido de las garantías, se aclara. 2) determinar que el plazo de reparación considerando la disposición de la máquina pesada, cuándo se produjo la no conformidad de los grandes equipos, el transporte y la adquisición de piezas. 3) Procedimiento del servicio (de quién, hasta cuándo, quién, qué) 4) La confirmación de accesibilidad de carretera para el equipo e ingeniero de servicio. Y asignación de responsabilidades en la carretera, se aclara

Lista	Puntos a Considerar
Contrato por reparación (modificaciones, reparación)	<ol style="list-style-type: none"> 1) La modificación, efectos de reparación, el efecto, el plazo y los costos, que se aclaren 2) La modificación, la cobertura para el resultado de la reparación, el plazo y la sustancia, que se aclaren 3) La necesidad de acceso a la carretera para la maquinaria pesada para modificar o reparación, se aclara. Asignación de responsabilidades de trabajo, se aclara. 4) Si el contratista de mantenimiento y el proveedor de equipos, son diferentes, la necesidad de la cobertura del proveedor de equipos y la modificación de las condiciones, se pone de manifiesto 5) Si el contratista de mantenimiento y el proveedor de equipos, son diferentes, la condición y el alcance de la información divulgada por la compañía, se aclaran
Repuestos	<ol style="list-style-type: none"> 1) Consumibles, repuestos, período de reemplazo y el precio, son aclarados 2) Piezas Suplementarias de repuesto almacenadas por la compañía, consumibles vencidos, nuevo modelo, se aclaran. 3) Necesidad de intercambio de piezas de repuesto. La asunción de los costos, que se aclaran.
Herramientas y accesorios	<ol style="list-style-type: none"> 1) El alcance del suministro por parte de funcionamiento de la empresa, el costo y la compensación, tiene que ser aclarado. 2) El alcance del suministro por la compañía a cargo de la O & M, el coste y la compensación, tiene que ser aclarado. 3) Necesidad de fijación especiales, disponibilidad, costo, operación, que se aclaran
Derecho de acceso	Operación de vigilancia por la empresa propietaria, mantenimiento, derecho de acceso a los aerogeneradores, se da a conocer a la compañía de servicio
Capacitación	<ol style="list-style-type: none"> 1) Capacitación del propietario de la compañía por el proveedor de equipos: contenido, plazo y la limitación de la operación, que se aclaran 2) Capacitación para el ingeniero de la empresa propietaria con correspondencia primaria: contenidos y la asunción de los costos, que se aclaran 3) Capacitación de la compañía supervisora por la empresa propietaria: Plazo límite y la operación, se aclaran 4) Capacitación de la empresa de mantenimiento por el propietario de la compañía: El contenido y el rango de operación, que se aclaran 5) Capacitación de la empresa de servicios por el dueño de la compañía: El contenido y el rango de operación, se aclaran.
Restricciones adeudadas	<ol style="list-style-type: none"> 1) Si el proveedor modifica o cambia de equipo sin el consentimiento de su titular: Responsabilidad y descargo del proveedor por inconformidad del titular, se aclaran. 2) Si el propietario modifica sin el consentimiento del suministrante: la responsabilidad y la descarga del sistema por inconformidad, se aclaran. 3) La disolución del servicio de mantenimiento, se manifiestan los contenidos de recuperación

(Fuente: Manual de Introducción de Energía Eólica. NEDO)

Un Aerogenerador tiene muchas partes mecánicas, y las inspecciones periódicas tales como el llenado del aceite lubricante o el intercambio de partes consumibles son obligatorios.

La empresa encargada de la Operación y Mantenimiento O&M, junto con el propietario de la compañía, deben ligarse en un contrato de mantenimiento cuyo objetivo es mejorar la eficiencia de operación de los equipos y para que se ejecuten las inspecciones mecánicas y eléctricas. La inspección periódica varía de acuerdo al fabricante, pero la mayoría de los fabricantes recomiendan cuatro veces al año. Los costos de inspección para un aerogenerador con una potencia de 2000 kW, son alrededor de US\$50,000.00 por año. La inspección visual se ejecutara para los cables, la hélice y la torre. La recarga del aceite lubricante, la

terminal de flejes, los pernos galvanizados, y el sistema de frenado, también son inspeccionados. Es necesario el cambio regular del aceite para la válvula de frenado, la caja de cambios, y los frenos hidráulicos de aceite.

Tabla 10.3.2.9 Inspección Periódica

Actividad	Contenido de la Inspección
Inspección Visual (4 veces / año)	Todas las piezas son confirmadas por la apariencia (coloración, olor desagradable, el ruido excesivo, modificación, fisuras)
	Inspecciones como la oxidación
	La invasión del agua lluvia
	Inspección de cada sección, accesorios de iluminación fluorescente
Inspección del Aceite (2 veces / año)	Cambio de grasa en cada parte del cojinete
	Llenar con grasa cada parte del rodamiento para que la superestructura pueda girar en la góndola
	La confirmación de la cantidad de aceite en la caja de cambios del sistema de control
	En la caja de velocidades, la cantidad de aceite en la unidad hidráulica de frenos debe ser confirmado
Inspección de las partes Mecánicas (1 vez / año)	Apriete de tornillos en el cimientado de la columna, la anomalía se determina por la superficie de los cimientos.
	Apriete de los tornillos de las hélices
	Asegurar los tornillos, en los cimientos de la torre excepto en la hélice.
	Cambio de aceite en la caja de cambios
	Cambio de aceite en la caja de velocidad
	Cambio de aceite en los frenos hidráulicos
Inspección de las partes Eléctricas (1 vez / año)	Inspección y ajuste de cada sensor -interruptor de la turbina de viento
	Conexión del circuito principal. se debe confirmar
	Cada parámetro de la turbina eólica es confirmado
	Prueba de rendimiento de todas las partes
	Prueba del sistema de protección

(Fuente: Manual de Introducción de Energía Eólica. NEDO)

G. Experiencia en otros Países de Centro América (Costa-Rica)

En Centroamérica, el desarrollo de la energía eólica ha sido implementado en Costa-Rica. Alrededor de 63 MW de potencia están operando actualmente en ese país.

La instalación de un parque eólico con una capacidad total de 12.8MW se completó en Los Santos, San José, en septiembre de 2011. Durante la etapa de preparación del Plan Maestro, fue confirmado por teléfono con el constructor, el transporte de los equipos desde el puerto hacia el sitio candidato del parque eólico. En el proceso de instalación, los cimientos para la turbina de viento fueron construidos por empresas Costarricenses. Para la instalación, se utilizó una grúa camión de 275 toneladas de capacidad. En total, GAMESA (empresa española), instaló 15 aerogeneradores, cada uno con una capacidad de 850 kW. La altura de la torre es 44,55 metros y el diámetro del rotor es de 52 metros. El costo de los proyectos se muestra en la siguiente tabla. En Costa Rica, el costo de instalación por kW por

proyecto de energía eólica es de unos US\$ 1,975/ kW.

Tabla 10.3.2.10 Tabla del Parques Eólicos en Costa Rica

No.	NOMBRE DEL PROYECTO	UBICACION	POTENCIA (MW)	INVERSION (US\$)
1	GUANACASTE 1° ETAPA	PROVINCIA DE GUANACASTE	25	\$88,000,000.00
2	GUANACASTE 2° ETAPA	PROVINCIA DE GUANACASTE	25	
3	VALLE CENTRAL	LOS SANTOS, SAN JOSE	12.8	\$36,000,000.00
TOTAL			62.8	\$124,000,000.00

(Fuente: Equipo de Estudio JICA, basado en el plan de expansión del Instituto Costarricense de Electricidad, ICE)

10.3.2.4. 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, basados en la información proporcionada por el Consejo Nacional de Energía (CNE). Por otra parte, el plan de CEL sólo señala la posibilidad de desarrollo para la energía eólica.

El plan de desarrollo de la energía eólica preparado por CEL se revisará continuamente. Por lo tanto, tendrá que ser revisado durante varios años, y el CNE tiene que coordinar con CEL y otras instituciones para actualizar el Plan Maestro

Tabla 10.3.2.11 Plan Maestro de desarrollo para la Energía Eólica

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

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

10.3.2.5 Recomendaciones para llevar a cabo el Plan Maestro

Para el desarrollo de este Plan Maestro, se deben tomar en cuenta las siguientes recomendaciones:

- A. Instalación de sistemas de monitoreo para la obtención de los parámetros más importantes presentados en este estudio. Se recomienda monitorear el potencial eólico de los sitios potenciales mostrados en las figuras 7.1.5 y tabla 7.1.5
- B. Fortalecer las habilidades de los expertos o instituciones para la recopilación, análisis y evaluación de los datos eólicos monitoreados.
- C. Existen normas técnicas vigentes para la protección de las instalaciones eléctricas. Sin embargo, es necesario definir cómo regular la operación en isla no intencional de las turbinas eólicas.

- D. Es necesario considerar la reglamentación de la potencia eólica cuando se interconecte a la red para evitar el incremento de las fluctuaciones.
- E. Es necesario transferir la tecnología y las habilidades en la Operación y Mantenimiento, monitoreo del viento, y la simulación de interconexión con la red, como parte del desarrollo del recurso humano en El Salvador.
- F. Es necesario aclarar que el desarrollo de los sitios eólicos no sólo dependen del potencial eólico, sino que de las condiciones del entorno para poder interconectar a la red, tales como la distancia de las líneas de distribución, de las carreteras de acceso y de los hogares.

10.3.3 Energía Solar Fotovoltaica

En este capítulo, se explican: los aspectos clave para la construcción, los aspectos técnicos, la operación y el mantenimiento. También se presenta un ejemplo de los sistemas fotovoltaicos de clase MW, del cual se explica la estructura del sistema, el estudio del sitio, el plan de equipamiento y el cronograma de implementación de este tipo de proyecto. Además se incluyen los detalles para la operación y el mantenimiento (O&M) de los mismos. Existe en El Salvador un sistema fotovoltaico de 100 kW de potencia instalado, y su costo se utiliza como referencia en este capítulo. Para el Plan Maestro, se recomienda revisar cada cinco años el Cronograma de implementación. En el capítulo 7, se explican todos los detalles acerca de los paneles fotovoltaicos (FV) instalados sobre el techo.

10.3.3.1 Selección de Sitios Potenciales

En el capítulo 4 se explica El Mapa de Potencial Solar a nivel nacional, realizado por SWERA. Este mapa muestra que en El Salvador la irradiación solar es alta, especialmente en la región central.

10.3.3.2 Capacidad Admisible para conectarse en la Red de electricidad

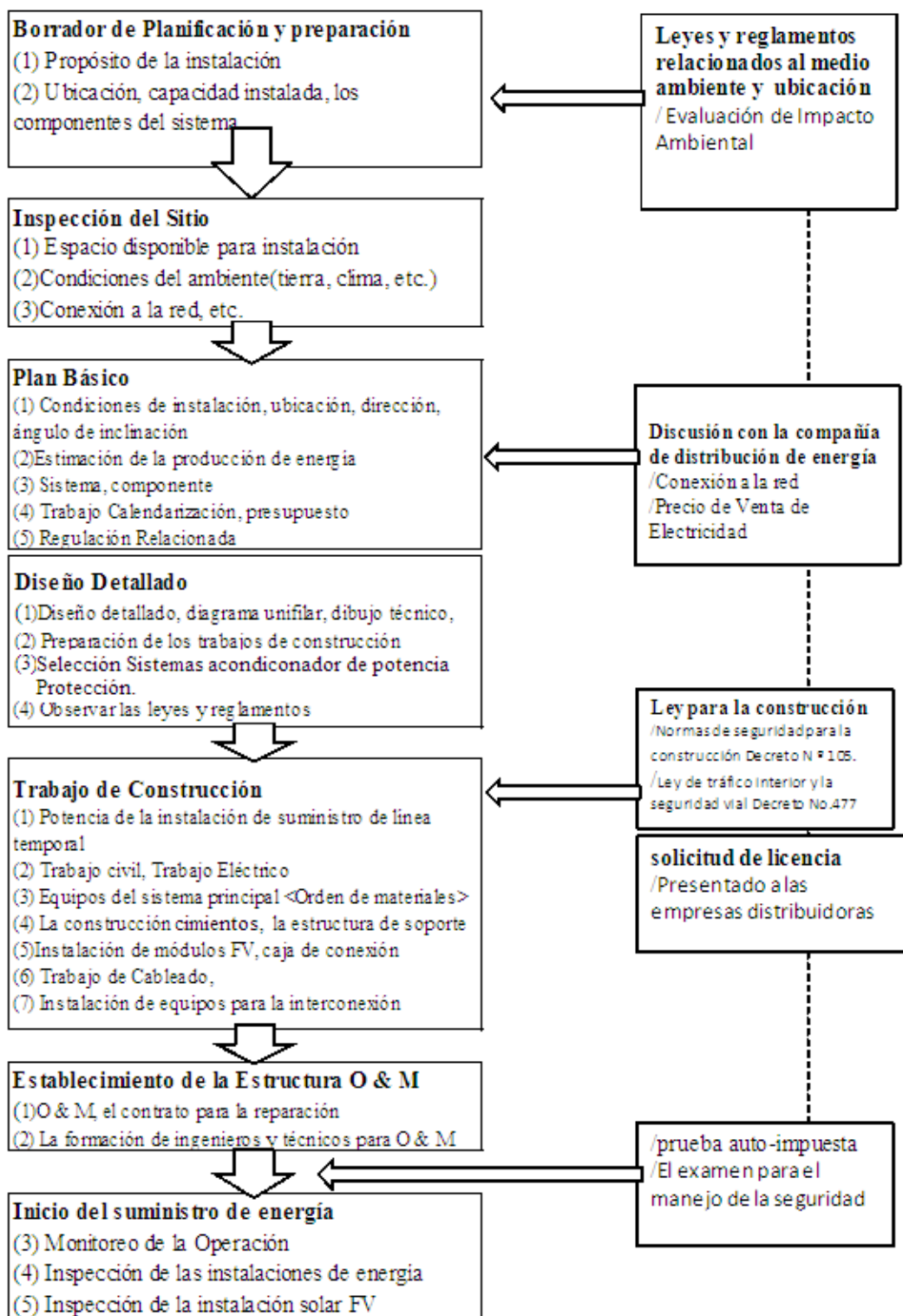
La capacidad permisible para conectarse a la red con las fuentes de energía solar y eólica se explica en la sección 10.3.2.2. La producción de energía solar FV tiene una gran fluctuación y depende de las condiciones meteorológicas. En este estudio, la capacidad permisible de potencia para conectarse 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 menor “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. Cuando en los próximos años se interconecten parques eólicos y fotovoltaicos de gran tamaño, será necesario re-examinar la capacidad máxima admisible en la red eléctrica nacional de generadores con fuentes de energía eólica y solar.

10.3.3.3 Consideración de Aspectos Técnicos

A. Preparación

Los trabajos preliminares para los sistemas fotovoltaicos y eólicos siguen la misma metodología mencionada en la sección 10.3.2.2. El flujo de trabajo preliminar para un proyecto fotovoltaico es similar al de la energía eólica, como se muestra en la Figura 10.3.3.1

La figura 10.3.3.1 presenta el diagrama de flujo para desarrollar un proyecto. Durante la etapa inicial del proyecto, se deben considerar el diseño conceptual y el diseño básico de la instalación fotovoltaica. En base a estos resultados, se elaborará el diseño constructivo y el programa de trabajo. El sistema fotovoltaico se construirá entonces basado en los planes preparados, antes que se lleven a cabo las pruebas de puesta marcha. Después de completar el proceso de implementación del proyecto, la energía será suministrada a la red eléctrica.



(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Figura 10.3.3.1 Proceso de desarrollo de un proyecto con energía fotovoltaica

B. Evaluación del potencial fotovoltaico

a. Evaluación de la irradiación solar

El mapa de irradiación solar a nivel nacional fue creado bajo el proyecto SWERA, y la irradiación solar actualmente está siendo monitoreada en varios sitios. Los datos meteorológicos están disponibles en el SNET (Servicio Nacional de Estudios Territoriales). La irradiación solar, la temperatura ambiente y otros datos están disponibles en la página web de la NASA, en la sección de meteorología de la superficie y la energía solar (<http://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/sse.cgi>). Si los datos de irradiación solar no estuvieran disponibles en el sitio, los datos pueden bajarse de esa página web. La siguiente tabla muestra los datos de irradiación solar que fueron colectados por el proyecto SWERA.

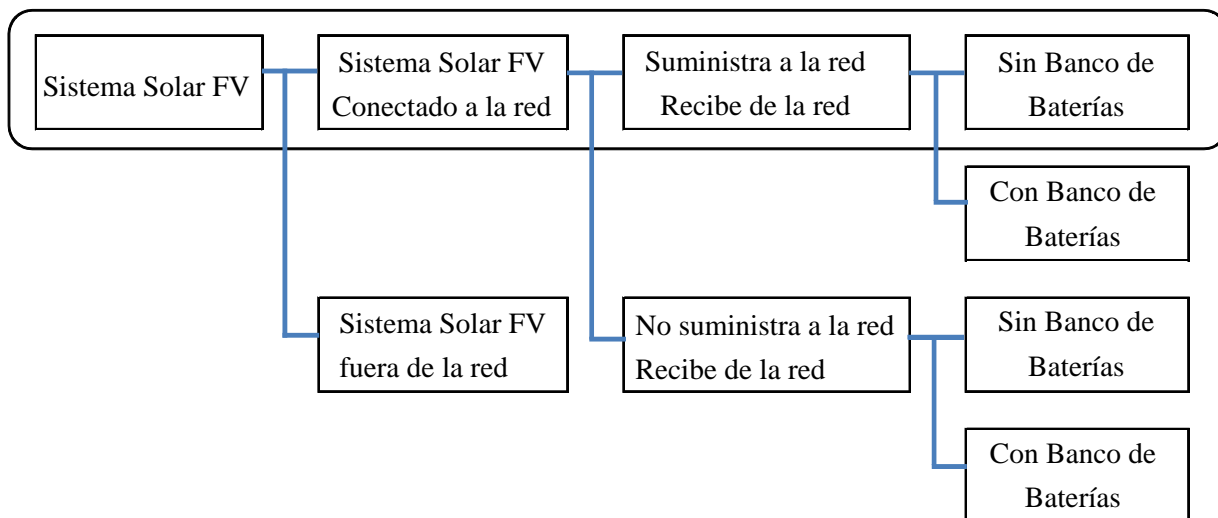
Tabla 10.3.3.1 Datos de irradiación solar en El Salvador (kWh/m²/día)

Estación de Monitoreo	Período de Monit	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Los Planes de Montecristo	1980-1983	5.2	5.0	4.5	3.6	4.1	5.2	4.7	3.8	4.4	4.6	4.6	3.6	4.9
Chalatenango	1984-1987, 1989-2000, 2002	5.0	5.6	5.3	5.1	5.0	5.5	5.5	4.8	4.7	4.3	4.3	4.3	4.6
Nueva Concepción	1980-1984, 1986	5.4	5.7	5.5	5.2	5.2	5.4	5.4	5.0	4.9	4.7	4.6	4.6	4.9
Ahuachapán	1980-1984	5.4	5.7	5.5	5.0	4.7	5.2	5.0	4.3	4.5	4.6	4.5	4.3	5.0
La Unión	1980, 1985	5.1	5.4	5.3	4.8	5.0	5.3	5.2	4.8	4.7	4.5	4.4	4.4	4.7
Estación Matriz	1980-1984	5.6	6.2	5.9	5.2	5.3	5.9	5.6	4.9	4.8	5.0	4.8	4.8	5.1
San Salvador	1983, 1984, 1985, 1986, 1987	5.4	5.7	5.4	4.9	5.0	5.5	5.2	4.6	4.8	4.8	4.8	4.6	4.9
Beneficio La Carrera	1980, 1983, 1984	5.4	5.5	5.2	4.8	4.8	5.4	5.4	5.0	4.8	4.8	4.7	4.7	4.9
Apastepeque	1980	5.2	5.3	5.1	4.8	4.7	5.1	5.1	4.6	4.5	4.6	4.4	4.4	4.6
La Galera	1980-1982	4.9	5.1	4.8	4.1	4.0	4.5	4.3	3.5	3.7	3.7	3.9	3.5	4.4

(Fuente: SWERA)

C. Estructura del Sistema

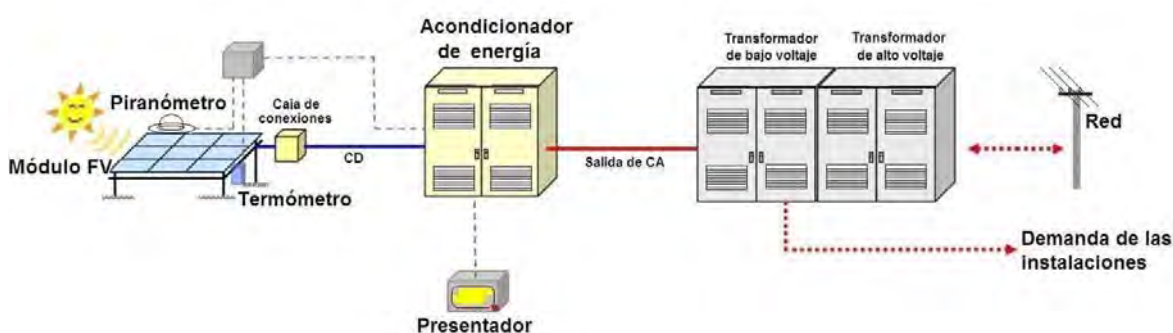
Existen varias configuraciones de instalación para los sistemas fotovoltaicos. Los sistemas FV se clasifican a grandes rasgos en dos tipos: a) sistema fotovoltaico conectado a la red, y b) sistema fotovoltaico fuera de la red. En general, la generación de energía fotovoltaica de gran tamaño sin banco de baterías y de varios cientos de kW o más, se clasifican como estaciones fotovoltaicas centralizadas. Si el flujo de energía se controla en el punto de conexión o si el sistema fotovoltaico es conceptualizado como a prueba de desastres, las baterías del generador FV, tienen que ser cargadas durante cierto período y descargadas para el suministro de energía durante otro tiempo. Por esta razón, las baterías de almacenamiento tienen que estar conectadas al circuito principal para la carga y descarga.



(Fuente: equipo de estudio de JICA)

Figura 10.3.3.2 Tipos de sistemas FV conectados a la red

En el sistema fotovoltaico básico, el módulo FV genera corriente continua (CC), después pasando por los tableros que alimentan la CC, la energía pasa por las cajas colectoras, antes de suministrar energía a los Acondicionadores de Energía (PCS). Los PCS convierten la energía colectada de bajo voltaje y corriente continua (CC), en energía de corriente alterna (CA). Para sistemas grandes de energía fotovoltaica, el transformador convierte la corriente alterna (CA) en alta tensión, antes de suministrar energía a la red.



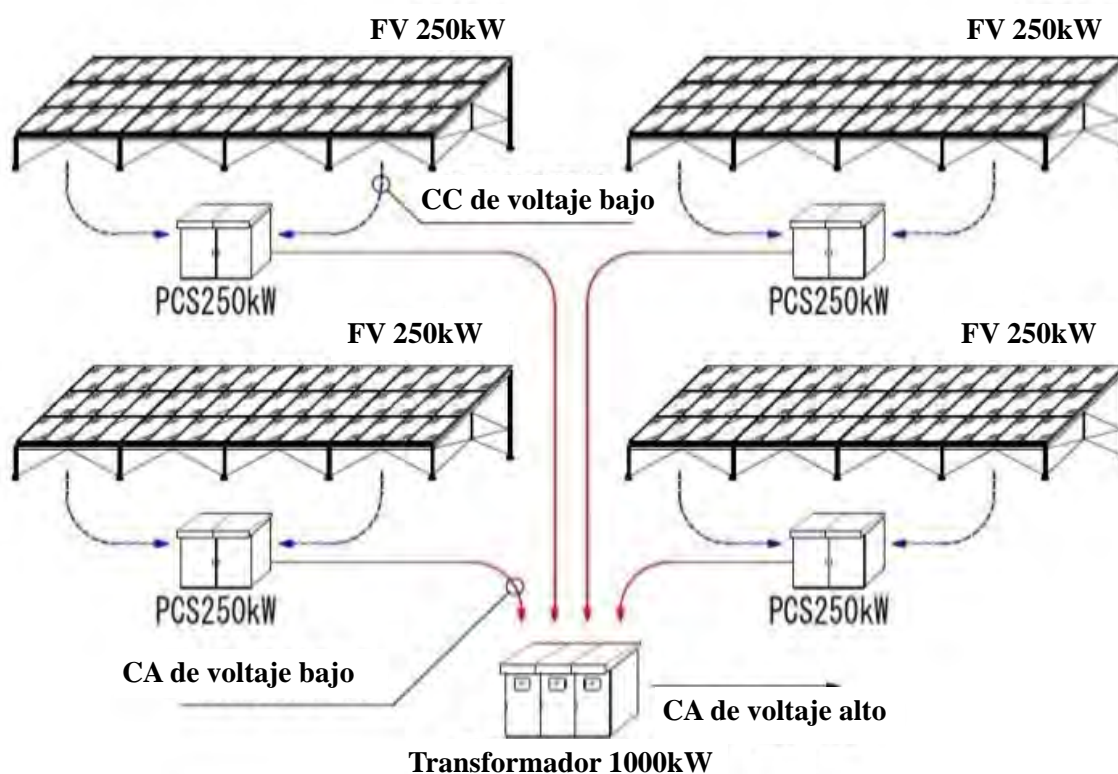
(Fuente: equipo de estudio de JICA)

Figura 10.3.3.3 Ejemplo de sistema FV conectado a la red

Generalmente los voltajes de salida de la mayoría de PCS son bajos como 210V o 420V. Para sistemas FV de gran tamaño, hay que tomar en cuenta la ubicación de los PCS (Acondicionadores de Energía) para reducir la pérdida de energía. Hay dos tipos de distribución en planta para los PCS: uno es el sistema distribuido y el otro es el sistema concentrado. Las siguientes figuras 10.3.3.4 y 10.3.3.5 muestran los

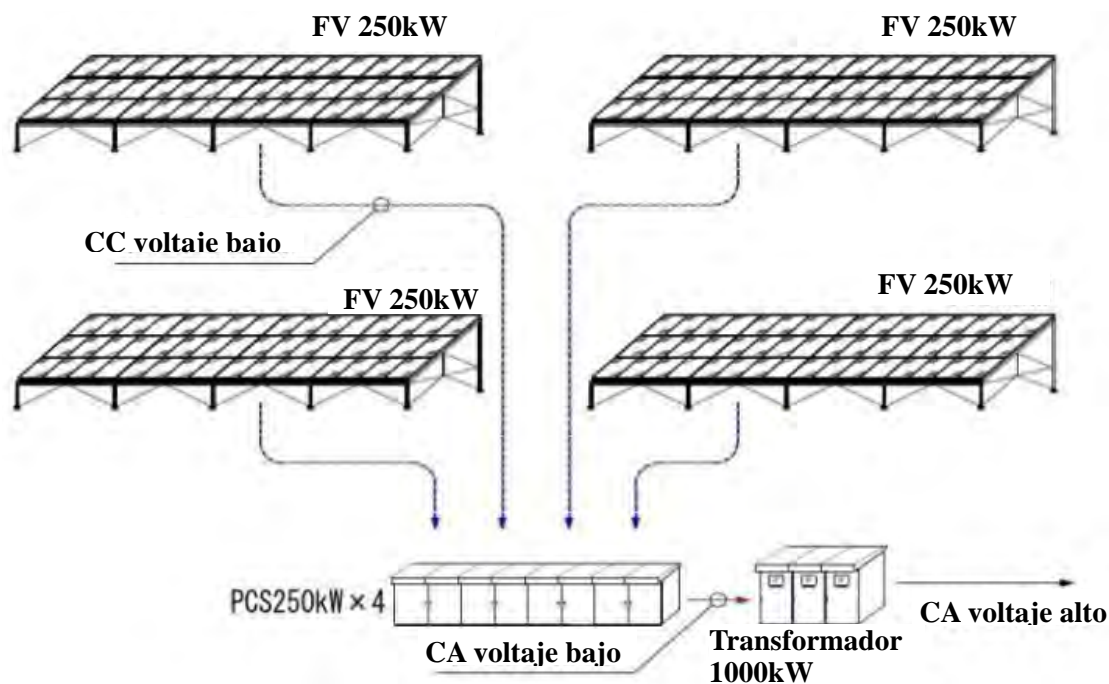
ejemplos para un sistema fotovoltaico con capacidad de 1 MW en total. En muchos sistemas centralizados de energía fotovoltaica, se usan los PCS de 250 kW de capacidad, debido a la rentabilidad y disponibilidad de varios tipos.

Para los sistemas PCS de tipo distribuido, el transformador se instala en medio de los PCS o en el lugar que facilite los servicios de mantenimiento. Para los sistemas PCS del tipo concentrado, el transformador se instala contiguo al PCS para reducir la distancia hacia la línea de distribución de CA. Es posible mejorar la eficiencia del sistema, si el fabricante produce unidades compactas que incluyan tanto los PCS como el transformador.



(Fuente: Manual para la introducción de sistemas de energía fotovoltaica a gran escala: NEDO)

Figura 10.3.3.4 Sistema PCS del tipo distribuido



(Fuente: Manual para la introducción del sistema de energía fotovoltaica a gran escala: NEDO)

Figura 10.3.3.5 Sistema PCS del tipo concentrado

La mayoría de los sistemas FV de gran tamaño conectados a la red, se construyen como centrales generadoras operadas por empresas Eléctricas o por un Productor Independiente de Energía (IPP por sus siglas en inglés). Básicamente el sistema se compone de un conjunto de módulos fotovoltaicos, cajas de empalme, cajas colectoras, y los PCS. En algunos casos, el sistema está equipado con baterías de almacenamiento para reducir el impacto en la conexión a la red comercial de energía (por los cambios en el voltaje y la frecuencia.), un sistema de control y monitoreo remoto instalado en el centro de operaciones para mejorar la eficiencia en la operación y el mantenimiento.

D. Estudio del Sitio

a. Problemas por las sombras

Durante el estudio del sitio, es necesario constatar la presencia de sombras de edificios vecinos, árboles, montañas, chimeneas, postes eléctricos o de teléfono, torres de acero y letreros. La potencia fotovoltaica producida disminuye cuando hay sombras sobre los módulos fotovoltaicos. El fenómeno llamado “efecto termoeléctrico” es posible generarlo por un sombreado parcial de los módulos FV. Por lo tanto, es un requisito básico e importante instalar los paneles solares FV en el sitio donde no haya sombras de estructuras circundantes. Al estudiar el sitio, también es necesario tomar en cuenta que el entorno puede cambiar, por ejemplo, el crecimiento de un árbol o la construcción de un nuevo edificio en la zona. También, es necesario tomar en cuenta la posibilidad de sombras provocadas por las hojas, el polvo, las cenizas volcánicas, las heces de los pájaros o el humo aceitoso de los vehículos.

b. Otros (efecto corrosivo de la sal, rayos, etc.)

Es necesario investigar los daños causados por la corrosión de la sal en zonas costeras. Conocer los niveles de concentración de la sal es esencial para diseñar las partes metálicas de los sistemas, como la estructura de soporte para los módulos fotovoltaicos.

La caída de rayos se clasifica como directos e indirectos. Si el sistema FV se encuentra en un lugar expuesto, se deberán instalar los conductores y pararrayos adecuados. Se recomienda instalar protección contra descargas eléctricas en el lado de CC en la caja de conexión del generador. Por lo general, también se recomienda instalar protección contra sobretensiones en el lado de CA.

Es importante estudiar la velocidad máxima del viento en el sitio del proyecto para diseñar la estructura de soporte de los módulos FV. Hay que investigar los daños causados por los huracanes en el pasado. La siguiente tabla muestra la velocidad instantánea máxima de viento en El Salvador. Para diseñar la estructura de soporte de los módulos FV, se debe tomar en cuenta la velocidad del viento que se indica en la tabla de abajo:

Tabla 10.3.3.2 Velocidad máxima instantánea del viento

Municipio	Año	Velocidad máxima del viento (m/s)
OZATLAN	1938	19.4
BERLIN	1969	16.7
SAN PEDRO NONUALCO	1969	16.7
SANTIAGO DE MARIA	1969	16.7
TECAPAN	1969	16.7
JUAYUA	1970	19.4
AHUACHAPAN	1979	19.4
SANTA ANA	1979	19.4
CALIFORNIA	2002	16.7
APANECA	2006	21.1
COLON	2006	21.1
NAHUIZALCO	2006	21.1
NUEVA SAN SALVADOR	2006	21.1
SAN IGNACIO	2006	22.2
SAN SALVADOR	2006	21.1

(Fuente : Preparado por el Equipo de Estudio JICA basado en información del MARN)

En caso de instalar los módulos FV sobre el suelo, es necesario investigar la condición del terreno, tales como la capacidad de carga del suelo y el drenaje, para evitar que el sitio quede sumergido por las aguas lluvias.

c. Superficie necesaria para la instalación

La capacidad instalada de energía fotovoltaica está determinada por la superficie disponible y por el presupuesto del proyecto. En general, dependiendo del diseño del sistema, las dimensiones necesarias se

estiman entre 10 a 15 m² por kW. Además, es necesario evaluar los requisitos del espacio necesario para la instalación del transformador, el Acondicionador de Potencia y otros equipos.

d. Carga

El patrón de energía consumida en del lado de la demanda, no es un factor determinante para decidir la capacidad de conexión del sistema FV con la red. Cuando la energía FV producida es menor que la demanda de los consumidores, la energía faltante será completada y suministrada desde la red. Por el contrario, cuando la energía producida por el sistema FV es mayor que la demanda de los consumidores, el excedente de energía será suministrada hacia la red. Además, es necesario examinar el impacto y establecer las contramedidas, cuando existan equipos o configuraciones de equipos que introduzcan “ruidos eléctricos” en la carga. Es necesario entender estos tipos de instalaciones y las características de la carga.

E. Plan de Equipamiento

En El Salvador, se aplica la norma internacional NEC, para los equipos eléctricos. Sin embargo, cuando existen acuerdos de cooperación internacional con países industrializados, por general son aceptadas otras normas con diferente nivel de especificación.

a. Equipos para sistemas FV

Es necesario elaborar las especificaciones técnicas durante la preparación de los documentos de licitación. La siguiente tabla muestra las especificaciones para un sistema fotovoltaico. Las especificaciones entre paréntesis son valores modelo para potencias de 1 MW de energía fotovoltaica.

Tabla 10.3.3.3 Lista del equipo necesario

Nombre	Equipo	Especificación	No.	unidad
Sistema FV	1) Modulo FV	a) Tipo : (cristal de silicio) b) Capacidad de Modulo : (180Wp y mas) c) Potencia Máxima : (* 180W) d) Voltaje máximo : (* 23.7V) e) Corriente máxima : (* 7.6A) f) Voltaje de circuito abierto : (* 30V) g) Corriente de cortocircuito : (* 8.4A) h) Capacidad total de la instalación : (1MW y mas)	1	juego
	2) Estructura de soporte para módulos FV	a) Tipo : Estructura de soporte para módulos FV b) Material : (SS400 galvanizado en caliente) c) Configuración : (Base de canales, Armadura)	1	juego

Nombre	Equipo	Especificación	No.	unidad
	3) Caja de conexiones	a) Configuración : (intemperie, colgantes) b) Material : (SPC lámina de acero) c) voltaje de entrada FV : (*DC800V) d) corriente de entrada FV : (* 12A/circuito) e) circuito de entrada : (* Max. 4 circuitos) f) circuito de salida : (1 circuito) g) equipos contenidos : (cable del interruptor, interruptor automático, protección contra sobretensiones)	1	juego
	4) acondicionador de energía	a) Configuración : (Tipo interior, independiente) b) Tipo de circuito principal : (auto-excitado tipo de tensión) c) tipo de conmutación : (frecuencia alta PWM) d) tipo aislamiento: (Aislamiento por transformador) e) enfriamiento : (ventilación forzada) f) Potencia nominal de salida: (1.2 MW y mas (total) g) Voltaje nominal de entrada: (*DC600V) h) Máximo voltaje de entrada: (*DC900V) i) rango de operación del Voltaje de entrada : (*DC420V~850V) g) Punto de potencia máxima rango de rastreo: (*DC500V~700V) h) Tipo de potencia de salida: (* 3 fase3 líneas, 3 fase 4 líneas) g) Voltaje de salida: (* AC400V o 230V) h) Salida CA con un factor de distorsión de corriente:(distorsión armónica total del 5% o menos, cada distorsión armónica 3% y menos) i) Tipo de control de potencia : (rastreo punto de potencia máxima) j) eficiencia : (*90% y mas) k) función : (Ajuste automático de voltaje, regulación de corriente entrada-salida, la regulación de salida, arranque suave) l) función de protección con conexión a red: (UVR, OVR, UFR, OFR, prevención operación en isla (detección pasiva y activa), impedir el suministro de energía después de la recuperación) m) Comunicación : (condición • accidente • Señal de monitoreo (RS485)	*1	juego

Nombre	Equipo	Especificación	No.	unidad
	5) Transformador exterior	<p>1)Potencia nominal : (1000 kVA y más en total)</p> <p>2)Voltaje primario /secundario : (13.2kV, 23kV, 46kV/230V, 400V), 3 fases 4 líneas、 60Hz</p> <p>3) especificación particular</p> <p>Al aire libre, tipo auto enfriado con aceite.</p> <p>cableado: $\Delta - Y$, neutro aterrizado, Capacidad total de carga, derivaciones a $\pm 2.5\%$、 $\pm 5\%$</p>	1	juego
	6) Tablero de distribución de carga	<p>1)Configuración : (para montaje superficial o empotrado)</p> <p>2)Material : (SPHC lámina de acero)</p> <p>3) Circuitos de entrada-Salida: (entrada 1 circuito - salida : *10circuitos)</p> <p>Equipos contenidos : (Caja moldeada interruptor de circuito (MCCB))</p>	1	juego
	7) Pantalla de Monitoreo	<p>1)Configuración : (exterior superficial o autosoportado)</p> <p>2)Material : (SPHC lámina de acero)</p> <p>3) visualización de datos : (potencia de salida / día (kWh), potencial de energía instantánea (kW), irradiación (kWh/m²))</p> <p>4)tamaño : (* W800×L600×H60)</p>	1	juego
	8) Manejo de Datos y sistema de monitoreo	<p>1) Piranómetro : (ISO9060、 Segunda Clase 6~8mV/(kW/m²))</p> <p>2) Termómetro : (resistencia de sensor de temperatura Pt100Ω, tipo de 4 líneas,-50°C~+100°C)</p> <p>3) Registrador de datos</p> <p>a)Configuración : (Tipo exterior superficial)</p> <p>b)Material : (SPHC lámina de acero)</p> <p>c)Señal de entrada : (irradiación (0 to10mV) , Termómetro (Pt100Ω))</p> <p>d)Señal de salida : (4~20mA)</p> <p>e)Fuente de Energía : (AC120V, Batería y Cargador (DC48V))</p> <p>f) Equipos contenidos : (Convertidor de Piranómetro T / D, un termómetro T / D, energía T / D, potencial de T / D (venta, compra de electricidad))</p> <p>4) Equipos de monitoreo (en interiores)</p> <p>a) datos de monitoreo :</p> <p>(ciclo de monitoreo: 6 segundos, datos colectados: radiación, temperatura, potencia de salida)</p> <p>b)Equipos : (PC, convertidor de señal, UPS)</p> <p>c)Software : (visualización del valor instantáneo, figura, forma, condición de la PC, el accidente, otros)</p>	1	juego

Nombre	Equipo	Especificación	No.	unidad
	9) Caseta de Control	1)*Tamaño : (W2,400×L7,200×H2,460) 2) Accesorios : (puerta, luz, aire acondicionado, termómetro de cuadrante (con puntos de contacto)) 3) equipos contenidos : Acondicionador de energía, tablero de distribución, monitoreo.	1	juego
materiales de construcción	1) Cable 2) Puesta a tierra, etc	1) Cable : (22 kV-CV-60sqmm-1core, 600V-CV500, 5.5, 2sqmm, 600V-CVVS-2.0sqmm) 2) Otros: (Terminal de puesta a tierra, tuberías)	1	juego

*: valor de referencia, aplican normas del fabricante
(Fuente: equipo de estudio de JICA)

b. Diseño básico de los componentes del sistema fotovoltaico

El diseño básico de los componentes del sistema fotovoltaico se muestra a continuación.

Módulos fotovoltaicos (Conjunto)

- El conjunto de módulos fotovoltaicos, consiste en varios módulos fotovoltaicos conectados entre sí. La capacidad total y el tipo de módulo fotovoltaico debe decidirse.

Estructura de Montaje para el modulo FV / caja de conexión

- El costo de construcción de la estructura de montaje para los módulos fotovoltaicos, la caja de conexión y el trabajo de cableado, representa el 20% del costo total.
- La estructura debe soportar una velocidad del viento de 30 m / s. La distribución del conjunto FV se determina por la irradiación solar efectiva en un área limitada. El ángulo de incidencia solar para los módulos fotovoltaicos es de unos 15 grados en El Salvador. Los módulos fotovoltaicos deben ser instalados en un punto adecuado para evitar sombras sobre los módulos. La altura máxima de montaje es de 3 metros sobre el nivel del suelo. Es necesario dejar una separación libre de seis metros entre los paneles fotovoltaicos para evitar las sombras.
- Los cimientos para la estructura de soporte, dependen de la cantidad de módulos FV. Para 6 módulos, cada uno de 180Wp, en total 1kWp, la carga vertical es de unos 160 kg. Por lo tanto, la base de hormigón debe ser adecuada para soportar el peso del conjunto FV.
- El tablero contiene los interruptores para la línea de distribución, el interruptor de entrada, el interruptor de salida, los diodos de bloqueo y la protección contra rayos. La caja de conexión se utiliza para la interconexión entre los paneles fotovoltaicos y se utiliza para la desconexión del circuito durante el mantenimiento y reparación. Es necesaria la instalación de los diodos de bloqueo, la protección contra rayos y el dispositivo de protección contra sobretensiones en los circuitos de corriente directa.

Acondicionador de energía (dispositivo de protección con conexión a la red)

- El Acondicionadores de energía convierte la corriente continua (CC) del conjunto fotovoltaico en corriente alterna (CA) y está compuesto por los inversores, y otros dispositivos para la conexión a la red.
- Las funciones del acondicionador de energía son regular y proteger el sistema fotovoltaico, convertir la energía y conectar a la red. Las principales funciones se muestran a continuación. Cuando los módulos FV están conectados a la red, el bloqueo a la red es posible, pero el funcionamiento en isla no lo es.
 - Precisión del voltaje salida (operación aislada) : AC 400 V \pm 10%
 - Precisión de la frecuencia de salida (operación aislada) : +/- 0.2Hz
 - Precisión de la frecuencia de salida (operación conectada a la red) : +/-1Hz (Rango Ajustable)
 - Factor de distorsión del voltaje de corriente alterna (operación aislada) : Total 5% y menos
 - Factor de distorsión de corriente alterna (operación aislada)
 - : Total actual del 5% y por debajo (salida nominal)
 - : Cada armónico del 3% y por debajo (salida nominal)
 - Factor de potencia (operación conectada a la red) : 0.85 y más
(Excepto en casos de emergencia, tales como evitar subidas de tensión)
 - Eficiencia total : 90% y más
 - Relación de desbalance de tensión (operación aislada) : 10% y por debajo
 - Operación conectada a la red y protección
 - : Monitoreo de Tensión / frecuencia
 - : Función de seguimiento del Punto de máxima potencia
 - : Función preventiva de Operación en isla
 - : Función de regulador automático de voltaje
 - : Función de protección Salida de corriente continua (transformador de aislamiento)
 - : Detector de tierra en CD
 - : UVR, OVR, UFR, OFR, prevención para Operación en isla (la detección pasiva, activa protegerá la fuente de alimentación después de la recuperación)

Transformador Exterior

- El transformador exterior convierte la corriente alterna (CA) de la salida del acondicionador de energía en corriente de alta tensión para la conexión a la red.
- El transformador será seleccionado de acuerdo a la norma "SIGET N ° 65-E-2010". El código de los transformadores para 1000 kVA se muestra a continuación.

TT021- 3fases, 1000kVA, 23kV

TT022- 3fases, 1000kVA, 13.2 kV

TT023- 3fases, 1000kVA, 46kV

- Las especificaciones principales se muestran a continuación

Tipo: Para intemperie, inmerso en aceite

Potencia nominal de salida: 1000 kVA y más

Tensión primaria / tensión secundaria: 13,2 kV, 23kV, 46kV / 230V, 400V, 3 fases 4 hilos, 60 Hz

Condiciones particulares: intemperie, ventilación natural, conexión: Δ -Y, neutro aterrizado

Tablero de distribución

El Tablero de distribución recibe la energía para operar el sistema FV. La potencia podría ser utilizada de acuerdo a la capacidad del sistema instalado, para suplir la demanda del aire acondicionado, la iluminación, el registrador de datos, la pantalla de control, etc. La capacidad total será de 5 a 10 kW. El tablero de distribución se fabrica con lámina de acero y tiene luces piloto para indicar la presencia de energía. Los cortacircuitos (disyuntores) deberán estar instalados para la protección de las diferentes cargas.

Pantalla de Monitoreo

La pantalla de monitoreo para los sistemas FV juega un papel importante como ayuda visual. La pantalla de monitoreo desplegará la siguiente información. El contratista puede sugerir información adicional:

- Energía producida / día (kWh / día)
- Potencia instantánea (kW)
- Irradiación solar (kWh/m²)
- Reducción de Emisiones de CO₂ (kg-C)

Sistema de administración y monitoreo de datos operativos

Los equipos para la administración de datos operativos y del sistema de monitoreo, se instalarán en la sala de control para verificar el rendimiento del sistema FV.

- La irradiación solar y temperatura ambiente exterior

- Piranómetro: Clase ISO9060/2nd, la señal de entrada: la irradiación (0 ~ 10 mV)
- Termómetro Ambiente: Pt100Ω

c. Monitoreo de Datos

Datos de operación

Los siguientes datos son los que el fabricante sugiere que sean registrados

- Voltaje de salida FV (V)
- Corriente de salida FV (A)
- Voltaje de Salida del Inversor (V)
- Corriente de Salida del Inversor (A)
- Potencia de Salida del Inversor (kW)
- Energía de Salida del Inversor (kWh)
- Estado del Inversor
- Condición de la Red Conectada

Información de Fallo

- Falla de conexión de red (función de protección de conexión a la red)
- Falla del Inversor
- Función de Protección en el inversor
- Disparo del disyuntor para los circuitos de carga

Registro de datos en el sistema

La Potencia Generada, la Potencia consumida por los circuitos ramales, y la reducción en la emisión de CO₂ serán calculadas y registradas en una computadora con la fecha (día, mes, año) y la hora.

Tabla 10.3.3.4 Lista de señales del sistema FV

No.	Nombre de Señal	Tipo de Señal	Cant.	Salida/ Entrada
1	Acondicionador de Energía "ON" (encendido)	Digital	1	Salida
2	Acondicionador de Energía "OFF"(apagado)	Digital	1	Salida
3	Relé de Protección "Normal"(UV,OV,UF,OF, Aislamiento)	Digital	1	Salida
4	Relé de Protección "Anormal"(UV,OV,UF,OF, Aislamiento)	Digital	1	Salida
5	"Alarma" de Acondicionador de energía representativa	Digital	1	Salida
6	Corriente de entrada del acondicionador de Energía (CD)	Digital	1	Salida
7	voltaje de entrada del acondicionador de Energía (CD)	Digital	1	Salida
8	Potencia de entrada del acondicionador de Energía (kW)	Digital	1	Salida
9	Corriente de salida del acondicionador de Energía (AC)	Digital	1	Salida
10	Voltaje de salida del acondicionador de Energía (AC)	Digital	1	Salida
11	Temperatura del sistema FV	Digital	1	Salida
12	La irradiación del sistema FV	Digital	1	Salida
13	Alarma por alta temperatura en Caseta de control	Digital	1	Salida

(Nota: las señales antes mencionadas monitorearan cada acondicionador de energía)
(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Ubicación para el acondicionador de energía

Si se ha seleccionado un acondicionador de energía del tipo interior, tiene que estar instalado dentro de una caseta o recinto cerrado. Otros como los tableros de distribución, y el sistema de administración y monitoreo de datos, se instalará en la sala de control del edificio. El Aire acondicionado, la alarma por temperatura, la iluminación y los acondicionadores de energía de respaldo, estarán montados en el espacio para el control.

E. Operación y Mantenimiento

En la actualidad, los sistemas FV conectados a la red no son muy usados en El Salvador. Para asegurar un funcionamiento correcto, es necesario resolver las deficiencias de información técnica, y documentación relacionada con operación y mantenimiento y el desarrollo del recurso humano para la operación de dichos sistemas fotovoltaicos, como se muestra a continuación.

- Falta de ingenieros y técnicos que trabajen en la operación y mantenimiento (O&M) y reparación.
- Falta de manuales para formación de ingenieros de O&M.

Un adecuado programa para la Operación y Mantenimiento es necesario para garantizar la sostenibilidad del proyecto. El propietario de la empresa debe constatar las actividades relacionadas con los informes de O & M presentados a diario y periódicamente por el personal de mantenimiento. Además, es necesario recolectar datos sobre la generación de energía y la cantidad de reducción de emisiones de CO₂ para su análisis. Estos datos serán procesados y sistematizados por SIGET.

Es necesario transferir las habilidades apropiadas al personal de operación y mantenimiento para el uso sostenible de los sistemas FV. Es deseable reparar y/o reemplazar localmente las piezas defectuosas de la instalación. Además de las técnicas de O & M, se deberán transferir las técnicas para la búsqueda y solución de fallas. Básicamente, no es necesario hacer complicados trabajos diarios de O & M, ya que el sistema FV opera de forma automática. Sin embargo, la inspección diaria es importante para localizar piezas defectuosas desde el principio. Es también importante obtener la mayor potencia de salida posible. Además, el daño causado por el robo de los componentes del sistema o por daños intencionados, se pueden prevenir mediante una inspección frecuente. En la zona del proyecto, las líneas de distribución de energía tienen que ser revisadas periódicamente por el personal técnico de la compañía. Es importante transferir al personal de O&M, los procedimientos de mantenimiento del fabricante en el momento de la instalación. La siguiente tabla muestra los asuntos de inspección diaria que el personal técnico debe realizar:

Tabla 10.3.3.5 Inspección Diaria

	Inspección Visual
Conjunto FV	Suciedad y ruptura de la superficie del módulo
	Corrosión y oxidación de la estructura de montaje
	Daños en el cableado exterior
Caja de Conexión	Corrosión y oxidación de la caja
	Daños en el cableado exterior
Acondicionador de energía	Corrosión y oxidación de la superficie exterior
	Daños en el cableado exterior
	Ruidos o sonidos extraños durante el funcionamiento
	Obstrucción del filtro de salida del ventilador
	Condiciones ambientales del área contigua (humedad, temperatura)
Puesta a tierra	Daños en el cableado exterior
Generación de energía	Compruebe las condiciones de funcionamiento revisando los parámetros de medición.
Condiciones al rededor	Los daños del cerco, crecimiento de vegetación, aves, nidos, etc.

(Fuente : Preparado por el Equipo de Estudio JICA basado en información de " Design and Installation of solar PV system"

La siguiente tabla muestra la lista de inspección periódica que será conducida cada 2 meses. Los detalles de inspección serán indicados por el fabricante de los equipos. Los procedimientos del servicio periódico serán transferidos al personal técnico.

Tabla 10.3.3.6 Servicio Periódico

	Inspección Visual	medición
Conjunto FV	Suciedad y/o ruptura de la superficie del módulo	resistencia de aislamiento
	Corrosión y/o oxidación de la estructura de montaje	
	Daños en el cableado exterior	Voltaje en circuito abierto
	daño en el cable a tierra, continuidad en la conexión a tierra	
Caja de conexiones	corrosión y oxidación de la caja	resistencia de aislamiento
	Daños en el cableado exterior	
	daño en el cable a tierra, continuidad en la conexión a tierra	
Acondicionador de energía	corrosión y oxidación de la superficie exterior	comprobar el funcionamiento
	Daños en el cableado exterior	
	Ruidos o sonidos extraños durante el funcionamiento	resistencia de aislamiento
	la obstrucción del filtro en la salida del ventilador	
	Condiciones Ambientales del área contigua (humedad, temperatura)	
	daño en el cable a tierra, continuidad en la conexión a tierra	
Puesta a tierra	Daños en el cableado exterior	resistencia puesta a tierra

(Fuente : Preparado por el Equipo de Estudio JICA basado en información de " Design and Installation of solar PV system"

Es necesario constatar la exactitud de los datos monitoreados para el sistema fotovoltaico. También, es necesario almacenar los datos apropiadamente. Cuando sea difícil resolver problemas localmente, como la reparación de las partes, la institución operativa necesitara el apoyo del fabricante. Exceptuando los procedimientos de gestión, la vigilancia de las condiciones de generación y el cálculo de la cantidad de reducción de emisiones de CO₂; lo demás serán transferidos por el fabricante. La siguiente tabla muestra la lista de las tareas y la administración de datos:

Tabla 10.3.3.7 Funciones en la Operación y Administración de datos

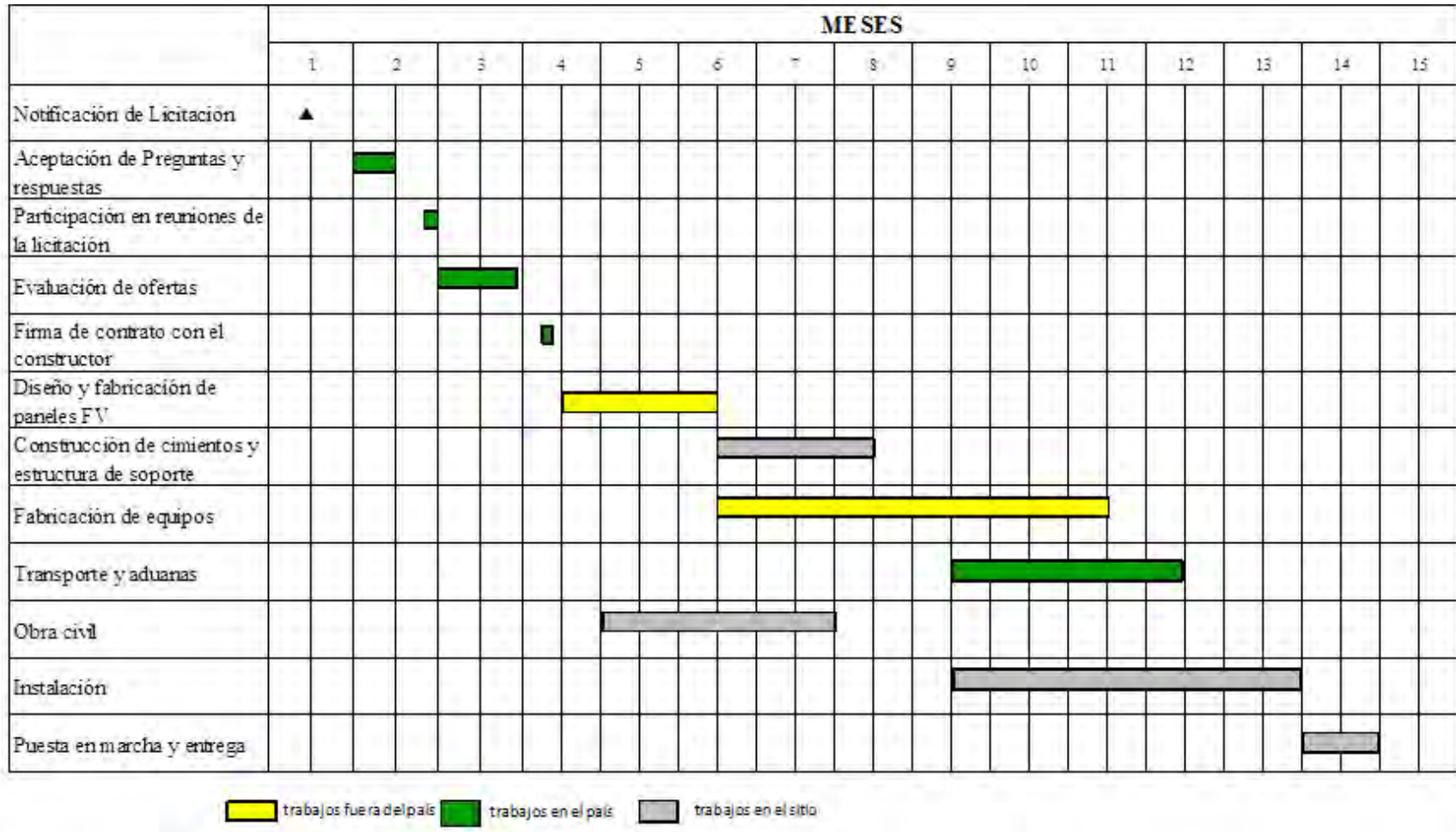
	Tareas
Gestión de Operaciones	Constatar las condiciones de funcionamiento
	Marco educativo para el técnico de O&M.
	Coordinación con los fabricantes, cuando sea necesario
Gestión de Datos	Monitoreo de la condición de generación de la energía
	Compilar datos en la reducción de emisiones de CO ₂

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

F. Calendarización General del 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 coleccionar 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 para El Salvador:

Tabla 10.3.3.8 Ejemplo de la calendarización del trabajo



(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

G. Costo del Proyecto

En Japón, el precio promedio unitario de la energía FV con capacidades mayores a 100 kW es más de US \$9,100 por kW. El precio está en función del sitio de instalación, el tipo de sistema y la capacidad. En el caso de instalar módulos FV sobre el suelo, los costos de adquisición del terreno, tienen que ser incluidos dentro de los costos de la instalación FV. En cuanto a los costos de funcionamiento después de la instalación, deben examinarse los costos de operación y mantenimiento y los seguros.

En El Salvador, existe un sistema fotovoltaico de 100 kW de capacidad instalado en el campamento base de EE.UU. Comparado con el precio promedio unitario en Japón, es más bajo en El Salvador. El costo del proyecto se muestra a continuación:

	<u>Precio de un sistema FV de 100 kW</u>
Instalación:	US\$ 690,000 (US\$ 6,900 / kW)
O&M:	US\$ 1000 / año (4 visitas por año)

10.3.3.4 Plan Maestro

En este estudio, se requiere de un Plan Maestro para los sistemas fotovoltaicos entre los años 2012 y 2026. Sin embargo, para los sistemas FV centralizados, CEL sólo ha planificado uno. De manera que, el siguiente plan de desarrollo fue compilado para su implementación entre los años 2012 a 2026, basado en la información proporcionada por el CNE.

El plan de desarrollo futuro de CEL para la energía FV, se revisará continuamente por varios años.

Tabla 10.3.3.9 Plan Maestro para la tecnología Fotovoltaica

Año	Sobre el suelo		Montado en techo (Proyecto base)	
	Capacidad (MW)	Energía Producida (GWh/año)	Capacidad (MW)	Energía Producida (GWh/año)
2012 to 2016	17	27.9	1	1.6
2017 to 2021	20	32.8	1	1.6
2022 to 2026	50	80.0	1	1.6

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

10.3.4 Energía Solar Térmica

Actualmente en El Salvador, la tecnología solar térmica no está ni técnica ni comercialmente disponible, pero existe interés en universidades, organizaciones de profesionales, instituciones gubernamentales y todos aquellos involucrados con energía, para explorar nuevas fuentes de energía renovable. La tecnología solar térmica está disponible por los proveedores internacionales, especialmente los fabricantes de España, Alemania y los Estados Unidos de América.

La tecnología solar térmica ha estado en desarrollo desde hace varias décadas, comenzando significativamente en 1969, con la construcción de un horno de alta temperatura en la localidad de Odeillo, Francia. En el año 1986 se construyó una de las más grandes plantas generadoras de energía solar térmica en Kramer Junction, Desierto de Mojave. En las décadas de los años ochenta y noventa, el desarrollo constante en los Estados Unidos de América, condujo a la creación de plantas solares térmicas de receptor central llamadas “Solar One” y “Solar Two”. En la primera década del siglo XXI, los Estados Unidos de América, España y Alemania han logrado grandes avances en la tecnología. Actualmente la tecnología para la instalación de grandes centrales solares térmicas, ya está disponible en esos países.

Es posible importar muchos tipos de colectores, tales como: parabólicos y Fresnel lineales así como también helióstatos para plantas de receptor central. Aún cuando el costo inicial es alto, este puede reducirse desarrollando la tecnología local para la fabricación de colectores, abriendo la posibilidad de su comercialización competitiva en el futuro. Aparte de almacenar los colectores y la energía, el resto de las tecnologías son básicamente similares a la de una central térmica tradicional. Sin embargo, al implementarse un proyecto, se debe considerar un sistema completo para asegurar la compatibilidad entre todas sus partes. Usualmente los fabricantes realizan los negocios bajo este concepto.

En El Salvador, la radiación solar promedio es tan alta como 5kWh/m^2 por día. En este capítulo, se explica el estado actual de la energía solar térmica en El Salvador. Más aún, se examinan los datos de radiación solar que fueron obtenidos de la empresa Inversiones Energéticas S.A de C.V. (INE). Para implementar en el país proyectos solares térmicos, hay algunas dificultades por superar. Por lo tanto, en este capítulo se consideran las contramedidas para esas dificultades. Además, para la introducción de los “Concentradores Solares de Energía” (CSP, por sus siglas en inglés), se mencionan las respectivas recomendaciones.

10.3.4.1 Potencial solar térmico

Los sistemas solares térmicos utilizan la radiación solar como fuente de energía. En el espacio exterior de la tierra se encuentra una irradiación de $1,353 \text{ W/m}^2$, a esto se le llama “Constante solar”.

Cuando la radiación solar alcanza la superficie terrestre, es atenuada por la absorción y la reflexión; pero la irradiación depende de la condición de cada lugar y su valor será siempre menor que la constante solar. La tecnología solar térmica se basa en el hecho de que la luz es energía en la forma de radiación electromagnética, emitida en diferentes rangos de longitudes de onda ultravioleta, visible e infrarrojo.

Para colectores a usarse en el rango de bajas temperaturas, (Hasta los 95°C), se usan colectores de placas planas o de tubos al vacío, principalmente para el calentamiento de agua. Para temperaturas intermedias, (Hasta 350°C), se usan CSP. Hay distintos tipos de CSP tales como canal parabólico, torre solar, disco parabólico y Fresnel. El propósito del concentrador es obtener una alta densidad de energía en el receptor que está ubicado en el foco del concentrador. El concentrador está hecho de una superficie reflectiva de alta eficiencia. En general, el factor de reflectancia es del 95% o mayor en condición de nuevo y limpio. Las características de la superficie del receptor muestra las siguientes características a la temperatura de operación: alta absorción en las longitudes de onda visibles y baja emitancia en las longitudes del infrarrojo. Los niveles de insolación en El Salvador son altos. En términos de energía, tenemos un promedio de 5 horas solar pico por día. Para sistemas sin concentración como los colectores de placas planas, puede contarse con toda esta energía. Para sistemas solares con concentradores, solo se usa la radiación directa, así que el potencial de disponibilidad de energía es cerca del 70 %, o sean 3.5 horas solar pico por m^2 . Esto significa un promedio nacional de “Irradiación Normal Directa”, (DNI, de sus siglas en inglés), de 3.5 kW-h/m^2 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^2 al día. Además, basado en los datos monitoreados por INE, el promedio diario DNI en Miravalle (Acajutla) es 5.4 kWh/m^2 y en San Fernando (San Vicente) es de 5.3 kWh/m^2 .

Por ejemplo, la capacidad para una apertura de colector puede calcularse como sigue:

- DNI (Berlín): 5.0 kWh/m^2
- Eficiencia de reflexión: 80%
- Eficiencia total del receptor y transferencia de calor: 80%

Energía por $\text{m}^2 = 5.0 \times 0.8 \times 0.8 = 3.2 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{m}^2$ al día (kWh_{th} : Unidades de energía térmica en kWh).

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

$$\text{Energía Solar Térmica} = 3.2 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{m}^2 \times 48 \text{ m}^2 = 153.6 \text{ kWh}_{\text{th}} \text{ al día.}$$

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:

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

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

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

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: 144 kg/s
- Presión a la entrada: 4.6 Bar (a)
- Temperatura a la entrada: 154 °C
- Entrada de potencia, térmica: 396.5 MW_{th}, (MW_{th}: Unidad de potencia térmica MW)
- Potencia de Salida eléctrica: 60 MWe, (MWe: Unidad de potencia eléctrica en MW)
- Eficiencia térmica a eléctrica: 15 %
- Relación potencia-masa: 2.4 (kg/s)/MWe

Considerando una eficiencia del 15 % y una potencia de salida de 60 MWe, el total de área calculada efectiva de apertura del sistema colector, es:

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

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 km², según el cálculo siguiente.

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

La potencia térmica obtenida de un campo de colectores solares puede convertirse en potencia eléctrica por medio de un ciclo termodinámico. La energía solar convertida en calor puede transportarse por un

fluido tal como un aceite térmico o sodio fundido. El calor es transferido por intercambiadores de calor al fluido de trabajo, usualmente agua, para generar vapor e impulsar un turbo generador para obtener potencia eléctrica. Para algunos tipos de CSP, se usa agua como fluido de trabajo, la cual se convierte directamente en vapor en el punto focal del concentrador. En este caso, se requiere de un trato especial para el almacenamiento térmico. En general, es necesario un almacenamiento térmico para extender las horas de operación del CSP. Es importante considerar que la irradiación solar solo existe durante el día, y se tiene que considerar alguna clase de almacenamiento con el fin de ofrecer cierto grado de continuidad en la salida de potencia.

Desde el punto de vista técnico, es posible construir un sistema CSP completo usando concentradores solares los cuales pueden ser suministrados por varias compañías internacionales. Tomando en cuenta la abundante irradiación solar en El Salvador, y el nivel de desarrollo de la tecnología solar térmica en el mercado internacional, el proyecto tiene un gran potencial para su implementación. Por otro lado, es también importante considerar la posibilidad de la manufactura local de los colectores solares para reducir los costos. Por lo tanto, para realizar plenamente la manufactura local de los colectores solares, es importante la transferencia de tecnología para las plantas de energía solar térmica.

10.3.4.2 Estado actual y perspectiva futura

A. Plan existente en El Salvador

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. La Geo

Desde el 2007, La Geo inició un programa para el desarrollo de tecnología local solar térmica. La Geo diseñó y construyó un colector concentrador de canal parabólico de cuatro módulos. En el programa se usó un reflector hecho de acero inoxidable pulido con una eficiencia de reflexión del 60 %. Así mismo, para el concentrador se usó un tubo de acero al carbono con recubrimiento selectivo. La apertura total de los colectores parabólicos es de 160 m². (Cuatro módulos, 4 m ancho, y 10 m largo). El sistema calienta aceite térmico y lo recircula a una razón de 1.5 kg/s hasta que la temperatura en el tanque de almacenamiento aumenta a 225 °C. El tanque de almacenamiento tiene una capacidad de 1.132 m³. El calor es transferido al agua caliente proveniente del primer separador ciclónico (*flasher*). Este proceso funciona en un intercambiador de calor para generar vapor con energía solar. La potencia obtenida en este proceso alcanza los 183.8 kW_{th}. La potencia por unidad de área de este sistema se calcula a continuación:

$$\text{Potencia Térmica por unidad de área} = 183 \text{ kW}_{\text{th}} / 160 \text{ m}^2 = 1.144 \text{ kW}_{\text{th}} / \text{m}^2.$$

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 MW_e. Existen 5 alternativas de instalación de una planta de energía solar térmica, como se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 10.3.4.1 Alternativas de instalación para una planta solar térmica (LaGeo)

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/m ² al año)	1,800	1,800	1,860	1,860	1,860
MW _e	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 ²	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

(Fuente: La Geo)

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 LaGeo es que los ingenieros comprendan la tecnología solar térmica. Obtener el conocimiento técnico para el negocio.

En el mapa siguiente las zonas más claras tienen mayor irradiación solar.

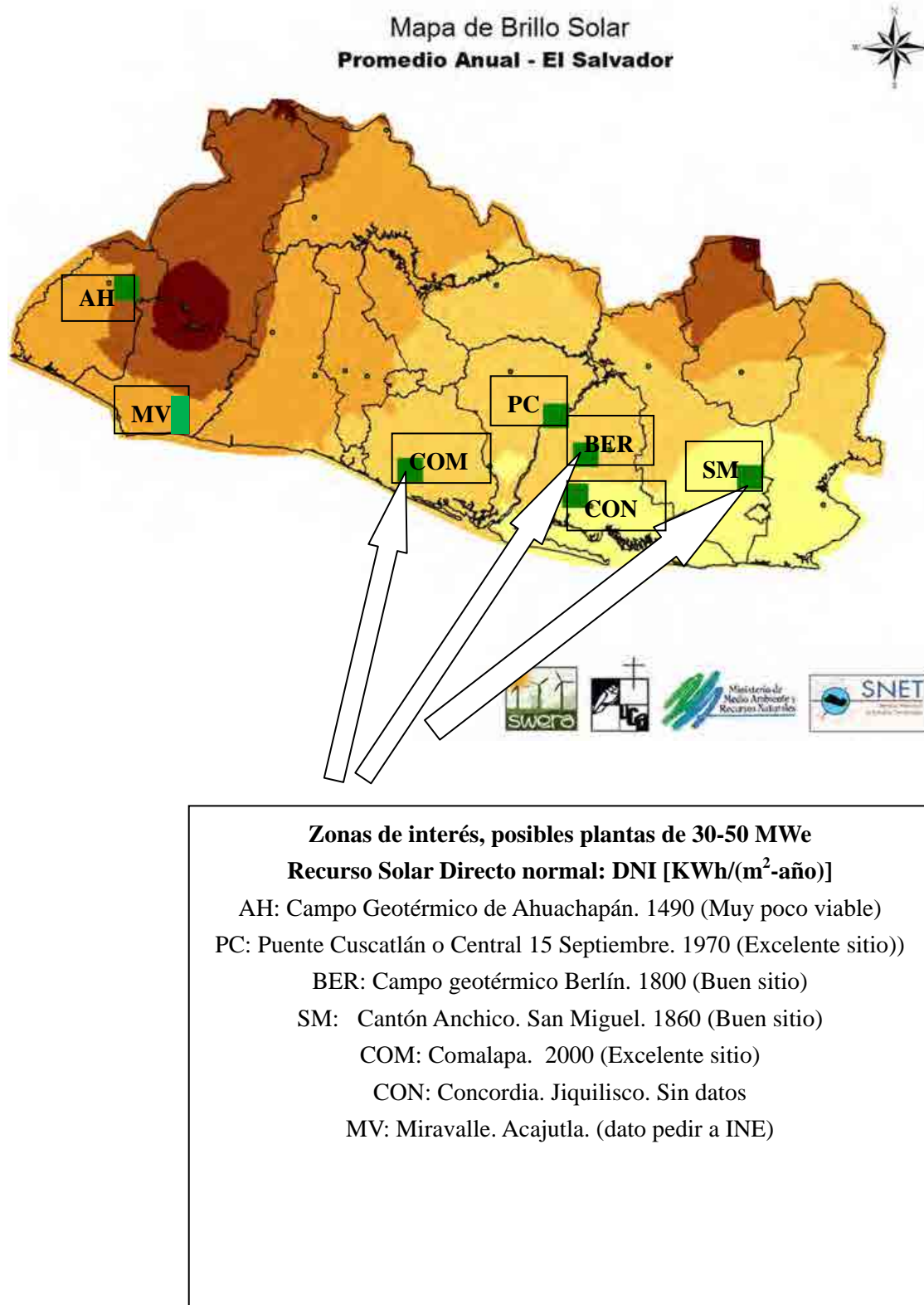


Figura 10.3.4.1 Mediciones de Potencial radiación solar directa normal y posibles plantas termosolares 2015-2025

b. 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:

Tabla 10.3.4.2 DNI monitoreado (INE)

Lugar	Miravalle	San Fernando
	kWh/m ² al día	kWh/m ² 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
DNI promedio	5.41	5.32

(Fuente: INE).

Actualmente, INE espera recibir el informe final del estudio de pre factibilidad de Solar Millenium AG (Empresa Española) para determinar el tamaño y característica de la planta a instalar. Sin embargo, INE está considerando la instalación de una planta solar térmica de 50 MW_e incluyendo un almacenamiento térmico en sales fundidas. La capacidad del almacenamiento térmico tiene que ser de cerca de 8 horas. Se considera que la planta usará un CSP de canales parabólicos con un tamaño de 5.11 m de ancho por 75 / 100 / 150 m de largo y usara fluido de trasferencia térmico. La temperatura de operación será de entre 293°C y 393 °C.

El plazo de implementación se estima en alrededor de tres años y medio. Un año para el estudio de factibilidad y el proceso de licitación, y 2.5 años para la instalación de la planta.

c. Universidad Don Bosco

El Salvador es un país con abundancia de Fuentes naturales de energía tales como la hidráulica, la geotérmica y la solar. Sin embargo, en el país no hay recursos fósiles como el petróleo. Por las razones anteriores, en el año 2000, la Escuela de Ingeniería Eléctrica presentó al Rector de la Universidad Don Bosco, una propuesta para la investigación y desarrollo de la tecnología solar térmica y su instalación. El FIAES, (Fondo para la Iniciativa de las Américas, El Salvador) suministró el apoyo financiero para la investigación y el desarrollo. El objetivo general del proyecto fue desarrollar tecnología solar térmica a nivel local para acumular conocimiento y experiencia en esta tecnología. Los objetivos específicos fueron el diseño y construcción de un CSP prototipo capaz de generar electricidad para el alumbrado de 14 viviendas rurales, impulsar un Molino de maíz, una bomba para agua potable y un horno para panadería.

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 kW_{th}.

Las partes principales del sistema construido son las siguientes:

- Colector concentrador.

El concentrador tiene 1,824 espejos montados sobre la estructura plana circular y cada uno está calibrado para asegurar la reflexión sobre el receptor. El diámetro del colector es de 10 m.

- Caldera.

La caldera en operación normal alcanzó una temperatura de 250 °C, y se obtuvo una salida de vapor a 193 °C a una presión de 8.379 kPa.

- Sistema de seguimiento solar.

Es un sistema de dos ejes: Uno de los ejes se ajusta con el azimut y el otro para la altura el horizonte

- Reservorio de vapor.

Las condiciones típicas del vapor son 175 PSI(g) y 193 °C, los cuales se indican por instrumentos instalados sobre el reservorio. Se instaló una trampa de vapor y la válvula de seguridad se ajustó a 8.379 kPa. (175 PSI g.)

- Sistema de bombeo.

El condensado se bombea a la caldera a una razón de 60 litros por hora.

- Máquina de vapor.

El vapor impulsa una máquina de dos cilindros, y de 3 HP de potencia nominal de 600 rpm. Esta se acopla a un multiplicador de velocidad con fajas para impulsar a un conjunto alternador-rectificador.

- Alternador.

La capacidad de potencia del alternador es de 1 kWe, con 12 V C.D. La electricidad generada se usó para cargar un banco de baterías.

- Sistema de control termodinámico.

El ciclo termodinámico es controlado por un micro controlador. Este opera la válvula de entrada a la máquina de vapor, el nivel de la corriente de campo del alternador y el sistema de lubricación

- Inversor.

La capacidad del inversor es de 1.0 kW para convertir los 12 V C.D. en 120 V C.A., 60 Hz.

- Cargas de aplicación.

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 °C. También se

tenía pensado operar un pequeño sistema de bombeo de agua.

B. Barreras a superar

Existen varios obstáculos para la difusión de la tecnología solar térmica, como se detalla en esta sección.

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 tal como son operados en los Estados Unidos de América y España.

b) Altos Costos de la inversión inicial

La inversión inicial de una planta solar térmica es alta por dos razones: 1) alto costo de la instalación inicial, especialmente en el colector solar, y 2) la tecnología aún está en desarrollo y comercialmente no está ampliamente difundida todavía.

Se han hecho esfuerzos en El Salvador para encontrar maneras de bajar los costos de los colectores solares. Por ejemplo, La Universidad Don Bosco ha llevado a cabo trabajos de investigación y desarrollo para acumular conocimientos técnicos y experiencias para el diseño y la construcción de colectores solares en el país. Por otro lado, La Geo ha realizado dos clases de investigación y desarrollo, las cuales son las siguientes: 1) fabricación local de los colectores solares térmicos, y 2) posibles metodologías para bajar los costos de instalación, en caso de que se necesite adquirir los colectores de proveedores en el extranjero. A manera de ejemplo, se detallan las especificaciones y el costo de plantas solares térmicas, en la siguiente tabla:

Tabla 10.3.4.3 Especificaciones del colector solar Eurotrough-100

Ancho del colector, (m)	5.76
Longitud total de cada colector (m)	98.7
Cantidad de módulos por colector	8
Diámetro externo de los tubo del receptor (m)	0.07
Diámetro interno de los tubos del receptor (m)	0.065
Apertura neta del área por colector (m ²)	548.3
Rugosidad interna del receptor	20 μm
Reflectividad efectiva de los espejos, r	0.93
Transmisividad de la cubierta de vidrio del receptor, τ	0.95
Absortancia de la superficie selectiva del receptor, α	0.95
Factor de interceptación para errores ópticos y de instalación, γ_1	0.90
Rendimiento óptico pico: $r \times \tau \times \alpha \times \gamma_1 \times \gamma_2$	0.755
Costo neto de Euro trough-100, (Costo, en fábrica)	\$183,000.00

(Fuente: UDB).

La información general de costos es como sigue.

Costo unitario: US\$334/m² (De área efectiva del colector, en la fábrica en Europa)

Condiciones de operación:

- Temperatura de operación: 300 °C
- Irradiación solar directa: 900 W/m²

Rendimiento:

- Eficiencia solar térmica: 66.7%
- Costo de la unidad de potencia térmica: US \$ 555 /kW_{th}
- Potencia térmica por m²: 0.601 kW_{th}/m²

Si la fabricación de los colectores fuera posible en El Salvador, los costos serían menores que si se compraran en Europa. Por otra parte, no sería necesario estimar los costos de transporte desde países lejanos.

En México, se está preparando un proyecto solar térmico con una configuración de refuerzo (*booster*). Los detalles se muestran a continuación:

Nombre del Proyecto: Proyecto Solar Térmico Agua Prieta II

- Potencia térmica del campo de colectores: 31 MW_{th}
- Tamaño del campo de colectores: 120,000 m²

- Costo del campo de colectores: US \$ 43,518,000.00
- Costo unitario: US \$ 362.65 / m²
- Y costo por kW_{th} : US \$1,403.81 / kW_{th}

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 / kWe, sin almacenamiento térmico; y \$6,167/kWe, con almacenamiento térmico. En México, el costo únicamente para el campo solar es US\$1,404 / kWe,. Este costo se basa según la propuesta presentada por el Global Environment Facility, (GEF, por sus siglas en ingles), para el “Proyecto Híbrido Solar Térmico Agua Prieta II”. De acuerdo al INE, el costo unitario para una planta de 50 MWe es de US\$5,000 a US\$6,000/kWe, y el costo con almacenamiento térmico es de US\$6,000/kWe. 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 kWe 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 una plan piloto para el diseño de un sistema solar térmico en la Universidad Don Bosco.

d) Producción de energía intermitente

La irradiación solar está disponible solamente durante las horas del día. Sin embargo, hay algunas contramedidas para compensar la intermitencia en la salida de energía tales como las siguientes:

- 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 este tipo de centrales generadoras puedan vender la energía producida en el mercado eléctrico.

B. Recomendaciones

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

- Realizar estudios de pre factibilidad y factibilidad para la inclusión 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, debe incluirse la 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.

10.3.4.3 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 para el período 2012 al 2026 basado en la información de ambas organizaciones.

Entonces, el plan de desarrollo para la energía solar térmica, tanto de La Geo como de INE, serán revisados continuamente por los próximos años.

Tabla 10.3.4.4 Energía Solar Térmica

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

*: Sistema con almacenamiento de energía térmica. (Factor de Planta: 30 %)

(Fuente: Equipo de Estudio JICA. Según información dada por INE y LaGeo en reunión CNE, JST, INE y LaGeo).

10.3.5 Geotérmica

En base a la información recopilada en el capítulo 4, y basado en el método de análisis descrito en el capítulo 8, se analizó la introducción de la energía geotérmica como recurso.

La estimación de la cantidad admisible de energía geotérmica se presentó a través de la revisión de los planes existentes. Las posibilidades de desarrollo después de 2017 fueron estimadas a partir de la información del potencial existente. Además, se describe un plan estándar de desarrollo así como sus costos basados en los resultados de las entrevistas con los representantes de LaGeo S.A. de C.V..

A. Plan de Desarrollo hasta el año 2017

Actualmente, LaGeo es la única empresa en El Salvador dedicada a la explotación del recurso geotérmico con fines de generación de energía eléctrica. Sus planes para aumentar la generación de energía eléctrica se describen en la sección 4.6.3. La Tabla 10.3.5.1 muestra un listado de su nuevo plan específico de desarrollo que tiene proyectado.

Tabla 10.3.5.1 Nuevos planes de Desarrollo, ampliación y modificación de LaGeo

Ubicación	Plan	Adición (MW)	Factibilidad	Programación (año)	Posible retraso
Ahuachapán	Modificación de la Unidad-2	5-9	A	2015	No
Berlín	Instalación de la Unidad-5	25-30	A	2017	No
Chinameca	Nuevo desarrollo	30-50	B	2017	De hasta 2 años
-	Total (para el 2017)	60-89	-	-	-

(Factibilidad) A: Comprobada (Definitiva), B: Probable
(Fuente: LaGeo) Datos a octubre de 2011

Como se observa en esta tabla, LaGeo tiene planificado aumentar su producción de energía eléctrica con recurso geotérmico en un rango de 60 a 89 MW para el año 2017 o posteriormente.

B. Plan de Desarrollo después de 2017

Actualmente LaGeo no tiene ningún plan específico de desarrollo de energía geotérmica para después del 2017. Por lo tanto, la posibilidad de un desarrollo posterior de energía geotérmica en el futuro se estima en la sección 4.6.4. Basado en dicho resultado se estima actualmente, que el nivel máximo de generación de energía eléctrica utilizando recurso geotérmico en El Salvador, es de 300 MW a 400 MW. Dicho valor deberá ser revisado periódicamente en la medida que se avance en los estudios de otras zonas existentes en el país.

Al igual que otros recursos naturales subterráneos, es necesario conocer la evolución y los avances de los recursos geotérmicos así como los adelantos en la exploración y su explotación. 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 la utilización del recurso geotérmico, deben ser revisados de acuerdo con el avance en la exploración y desarrollo geotérmico en El Salvador.

C. Programa general de Desarrollo y Costo

En la tabla 10.3.5.2 se muestra un programa general de desarrollo y costo estimado de un nuevo proyecto de energía geotérmica de 30 MW, elaborado por LaGeo. Como se observa en la tabla, este proyecto requiere aproximadamente ocho años para su implementación, incluyendo los procedimientos para las autorizaciones; cuyo costo pudiera estimarse entre US\$150 y 200 millones.

10.3.6 Biomasa

La necesidad de implementar sistemas generadores de energía a partir de la biomasa en pequeña escala, proviene del estudio sobre los recursos naturales de la biomasa en El Salvador. 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.

10.3.6.1 Gasificación de Biomasa

A. Generalidades

La gasificación es un proceso termoquímico para convertir biomasa sólida a un producto de gas combustible. La tecnología de gasificación tiene una larga historia, en el siglo XVIII se llevó a cabo una investigación para producir gas proveniente de la madera. En 1881 se logró poner a trabajar un motor con este gas resultante, al cual se le llamo “gas pobre” por su bajo contenido de metano, se puede considerar que este gas es una primera etapa del Biogás. La tecnología se ocupó ampliamente durante la segunda Guerra mundial, que causó una escasez en los productos derivados del petróleo. Cerca de un millón de gasificadoras se usaron para alimentar automóviles, trenes, barcos e incluso generar electricidad en Europa proveniente en su mayoría de aguas residuales y cerca de 100,000 vehículos gasificados fueron utilizados en Japón y Rusia. Los productos derivados del petróleo se volvieron accesibles a bajo costo y después de la Guerra la gasificación fue olvidada. Después de la crisis del petróleo en 1973, la tecnología fue retomada. En las últimas décadas, la utilización de la energía proveniente de la biomasa ha sido reconocida como una de las más importantes contramedidas para mitigar el calentamiento global, por esa razón la tecnología relacionada con la biomasa ha ido progresando rápidamente.

La biomasa ha sido reconocida como una de las mayores fuentes potenciales de energía y dentro de sus recursos se encuentran los residuos forestales, cultivos energéticos que generan energía, residuos de alimentos, cáscara de coco, bagazo de la caña de azúcar y residuos de comida; estos tipos de biomasa han sido ocupados para la generación de energía. La gasificación de la biomasa resulta de la producción incompleta de gases combustibles como el monóxido de carbono (CO), Hidrogeno (H₂) y rastros de Metano (CH₄). Dicho combustible se llama gas pobre.

Existen dos métodos principales para generar electricidad de la biomasa sólida, los cuales son:

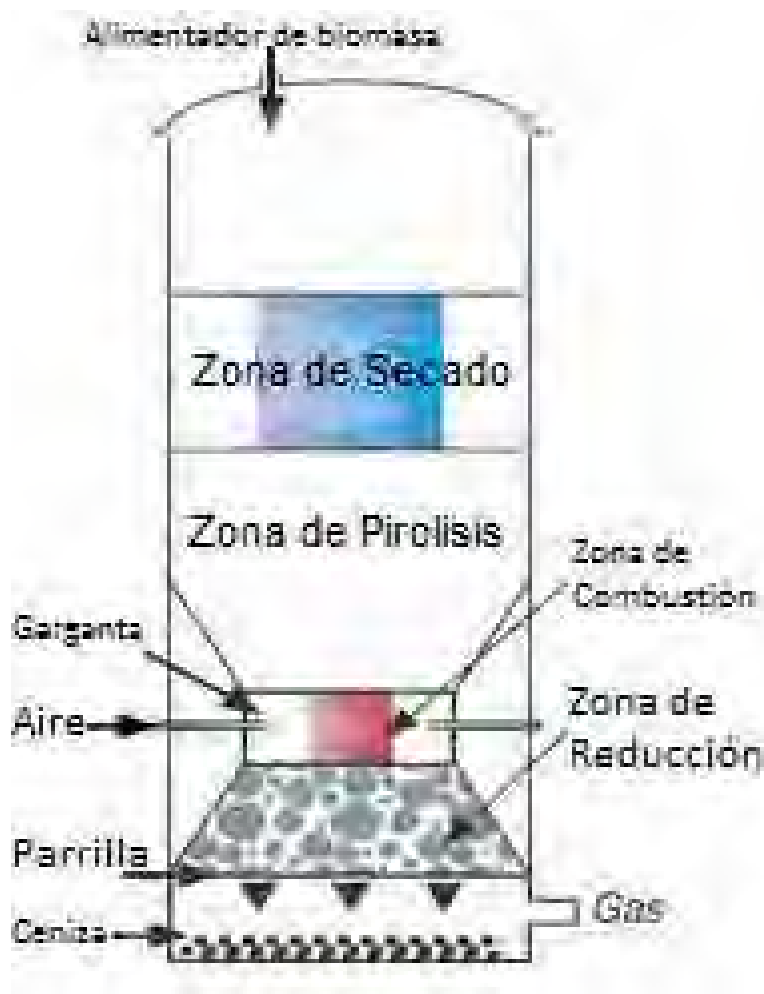
1. La combustión directa. Es la forma más común de convertir la biomasa en energía, para generar electricidad. Una caldera de biomasa transfiere el calor de la combustión en vapor. El vapor hace que una turbina genere electricidad. Este sistema es de tecnología comprobada y ya se está utilizando en muchas compañías procesadoras de productos agrícolas a nivel mundial. El sistema es adecuado para una generación a gran escala (por eje. > 1 MW) como la del bagazo proveniente de los ingenios de azúcar en El Salvador. Sin embargo, no es apropiada para la industria a pequeña escala tal como la industria del café o el arroz.

2. La Gasificación. Es un proceso termoquímico que convierte la biomasa en gas combustible, también llamado “gas pobre” el cual contiene cerca del 80% de la energía presente en la biomasa. El gas pobre es enviado a través una unidad enfriadora y purificadora antes de ser alimentada al motor para generar electricidad. El sistema esta comercialmente disponible desde 4 kW a varios MW. Este sistema es comúnmente utilizado para la electrificación de áreas rurales y con una aplicación térmica o de calefacción en algunos países y la gasificación en pequeña escala aplica tecnología comprobada. Este pequeño sistema es más adecuado para las compañías productoras de café y arroz.

B. Tecnología para la Gasificación de Biomasa

Existen dos tipos de gasificadoras: 1) gasificadoras de lecho fijo y 2) gasificadoras de lecho fluidizado .

Las gasificadoras de lecho fijo están sub-divididas en dos tipos: las de corriente de aire ascendente, la cual es calentada en el fondo y el gas pobre sale por la parte superior. El otro tipo es el de corriente descendente en el cual su oxidación ocurre en el centro del reactor y el gas sale por la parte inferior. Las ventajas principales de la gasificadoras de corriente de aire ascendente son su simplicidad y su aceptación de la biomasa con alto contenido de humedad (<60%), pero el gas pobre producido por las gasificadoras de corriente de aire ascendente, contiene una mayor cantidad de alquitrán. Esto no es tan crítico en el caso de la aplicación térmica; sin embargo se necesita una limpieza profunda del gas para poder aplicarlo en la generación de energía eléctrica. Por otra parte, el gas pobre producido por la gasificadora de corriente de aire descendente, contiene una menor cantidad de alquitrán (<100mg/Nm³) y por lo tanto más apropiado para la aplicación de energía. Pero el combustible de la biomasa ocupado en las gasificadoras de corriente de aire descendente, tiene que estar seco (<20%) y su tamaño debe ser relativamente uniforme (4-10 cm), este no es adecuado para sobredimensionar sistemas. Su capacidad máxima se estima en 500 kW. Las gasificadoras de lecho fluidizado se inventaron para resolver los problemas de lecho fijo. Las gasificadoras de lecho fluidizado consisten en un contenedor con un reactor vertical lleno de arena con un fondo poroso, el contenido de alquitrán en el gas es mínimo comparado con el de tipo de corriente ascendente con biomasa con un alto contenido humedad. También es apropiada para futuras ampliaciones. La mayoría de las gasificadoras con sistema de generación eléctrica a pequeña escala son del tipo de corriente de aire descendente.

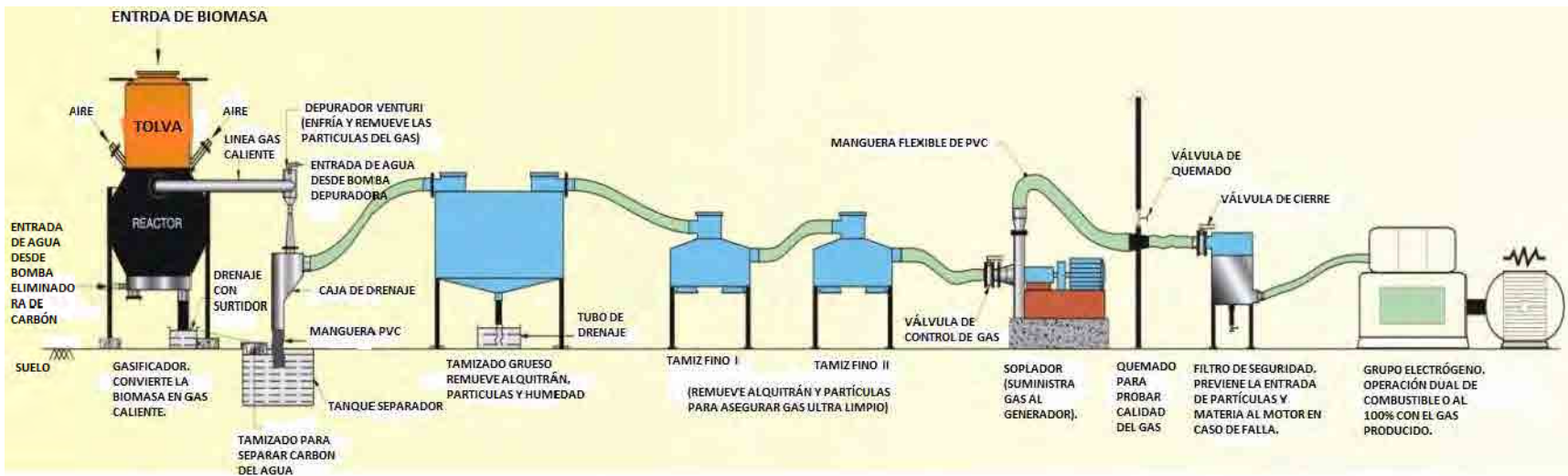


(Fuente: Ankur Pvt. Ltd.)

Figura 10.3.6.1 Reactor de gasificación de biomasa de corriente descendente

El gas producido por las gasificadoras de corriente descendente generalmente está compuesto por gases combustibles, 20% de H_2 , 20% de CO , un bajo porcentaje de CH_4 , y gases no combustibles como CO_2 y N_2 . El gas producido contiene 70% o más de energía de biomasa en el caso se aplique para generar energía.

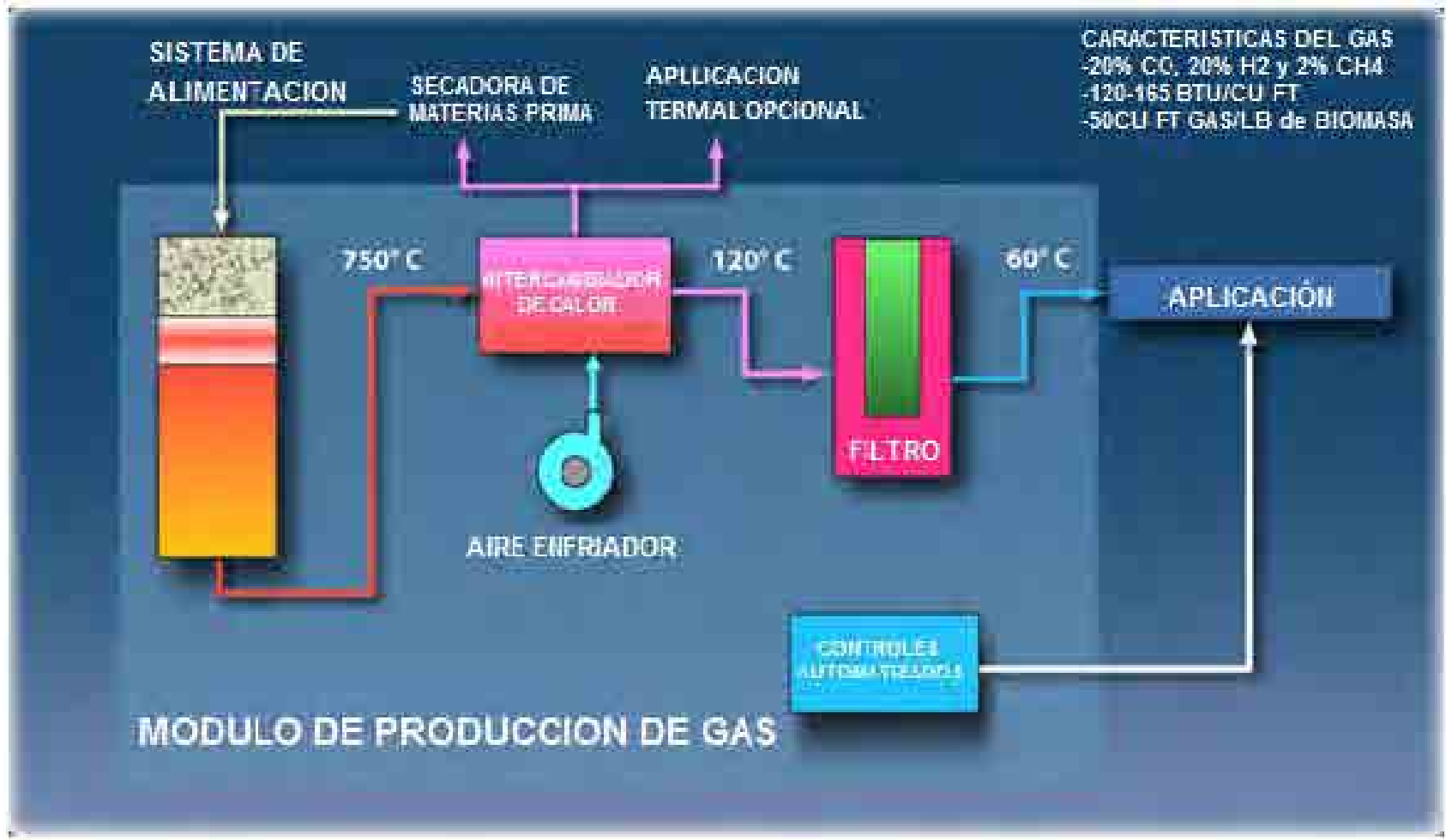
El gas producido por las gasificadoras es enfriado y purificado al ser enviado a través de varios filtros para eliminar el alquitrán y otras partículas. La producción de gas se envía al motor para generar energía. Los motores diesel pueden funcionar utilizando el modo dual de combustible (70% de producción de gas y el 30% de diesel) o producción de gas al 100% con pequeñas modificaciones. El ducto de gas tiene que estar conectado al motor para el funcionamiento dual de combustible y una bujía de encendido debe estar instalada para la producción del 100% de gas.



(Fuente: Ankur Pvt. Ltd)

Figura 10.3.6.2 Flujo esquemático de un sistema de gasificación de biomasa para generar electricidad

La siguiente figura muestra un diagrama de flujo de un sistema de gasificación para la generación de energía eléctrica. En primer lugar, la biomasa secada por el calor del intercambiador se incorpora al gasificador. A continuación, el gas producido por la alta temperatura, se suministra al intercambiador de calor para disminuir la temperatura del gas y remover la humedad. Después de eso, las partículas de alquitrán se eliminan del sistema de filtrado y el gas se suministra en un motor de combustión interno o con un motor diesel para generar electricidad.



(Fuente: Community Power Cooperation)

Figura 10.3.6.3 Flujograma de gasificación de biomasa

C. Proyecto de ejemplo

a. Bangladesh (Cáscara de arroz)

En diciembre de 2007, se llevó a cabo una prueba piloto para la generación de energía a partir de la biomasa gasificada con una capacidad total de 260kW, empleando dos generadores de 130 kW. El sistema suministra energía para 8 pueblos cercanos a la central generadora a través de una mini-red para la región. El sistema suministra energía a 400 hogares, incluidas las instalaciones de telecomunicaciones, tiendas, etc. Como combustible para la gasificación de la biomasa, se está utilizando la cáscara de arroz. La compañía *Dream Power Ltd.* fue establecida como una compañía privada para el suministro de energía del proyecto. Tiene 15 empleados, incluyendo tres técnicos que fueron capacitados por una compañía de la India, para la obtención del sistema de gasificación. La electricidad se suministra durante 5 horas y 30 minutos, desde las 18:00 horas hasta las 23:30 horas todos los días. Exceptuando las horas de operación, la demanda de energía es demasiado pequeña para el suministro de electricidad como empresa privada. La capacidad total de la planta generadora es de 260kW, sin embargo, sólo un generador está funcionando debido a que la demanda de energía de 60 kW es muy pequeña en comparación con la potencia esperada. Se han instalado medidores de energía en los hogares y las facturas de energía se colectan regularmente. La tarifa de conexión con la mini-red es \$1.30 y el precio por unidad de energía es de \$0.65/kWh. En el aspecto financiero, no es fácil administrar la empresa, debido a que el ingreso promedio por concepto de energía facturada de todos los usuarios es de alrededor de \$780.00 por mes. Dentro de estos ingresos, la empresa debe pagar el costo del combustible y el mantenimiento. El cálculo de la demanda de energía fue sobredimensionada y es una de las razones que originan la crisis actual. Además, los usuarios están tratando de reducir el consumo de energía mediante el uso eficaz de la luz fluorescente compacta.

1. Producción de Energía	: 40 kWe
2. Consumo de cáscara de arroz	: 3 bolsas/hora, 50kg / hora
3. Precio de cáscara de arroz	: US \$0.26 - \$0.52/bolsa(cambio de estación)
4. Tasa de consumo de combustible	: 1.25 kg/kWh
5. Precio Unitario combustible biomasa	: US\$0.02 / kWh (US\$0.26 / bolsa) US\$0.026 / kWh (US\$0.52 / bolsa)



Figure 10.3.6.4 Planta Gasificadora de biomasa para generar energía

b. Proyecto de ejemplo: Estados Unidos (Biomasa fibrosa)

La empresa *Community Power Cooperation (CPC)* fue fundada en 1995. Inicialmente la empresa estaba orientada hacia la prestación de servicios modernos de energía, a las comunidades que no tienen acceso a la red de distribución en los países en desarrollo. En 1999 la empresa fue seleccionada por el Departamento de Energía de los Estados Unidos, como parte de la Fase I del proyecto para desarrollar un sistema prototipo de 12.5 kW llamado "BioMax" para suministrar energía a una remota comunidad en las Filipinas usando estopas de coco como materia prima. La empresa *CPC* hizo un nuevo contrato para la Fase II en el año 2000 para incorporar numerosos avances tecnológicos, aumentando la capacidad a 15 kW, y desplegar varios sistemas como parte de un programa de validación del producto. La compañía ha ampliado su línea de productos para 25, 50 y 75 kW de producción combinada de calor, sistemas de energía, sistemas térmicos, sistemas de contenedores, sistemas móviles y sistemas que pueden hacer combustible diesel sintético. La información resumida de la técnica "BioMax" se muestra a continuación.

Tabla 10.3.6.1 Información Resumida de la serie BioMax

Categoría de Rendimiento	63 Nm ³ /hr	125 Nm ³ /hr	175 Nm ³ /hr
Producción Eléctrica Máxima (kWe) - 100% eléctrico	25	50	75
Producción Térmica Máxima (MJ/hr) - 100% Calor	317	633	950
Tasa de conversión de biomasa (seco kg/hr)	22	44	66
Tipo de Gasificadora	Corriente Descendiente	Corriente Descendiente	Corriente Descendiente
Temperatura Máxima (C°)	900 to 1000	1650 - 1830	1650 - 1830
Temperatura de Gas fuera de la Gasificadora (C°)	650 - 700	650 - 700	650 - 700
Tipos de Motor	Encendido de chispa o Encendido por compresión	Encendido de chispa o Encendido por compresión	Encendido de chispa o Encendido por compresión

(Fuente: CPC)



(Fuente: CPC)

Figura 10.3.6.5 BioMax 25

D. Costo del Sistema

El sistema de gasificación de biomasa ya esta difundido en la India, y su costo es menor comparado al de otros países. La siguiente información muestra el costo típico del sistema de gasificación de biomasa en la India.

India (empresa ANKUR)

Precio promedio entre **US\$ 900 y US\$2,000 / kWe**

	4 kW	US\$
Basic		3,400
Add: transport, taxes, duties		600
Site specific civil works		800
Misc. & Contingencies		600
Total		5,400
	40 kW	US\$
Basic		30,640
Add: transport, taxes, duties		1,000
Site specific civil works		3,000
Misc. & Contingencies		4,000
Total		38,640

Estados Unidos (empresa CPC)

Precio promedio entre **\$4,500 y \$7,000/kWe.**

10.3.6.2 Sistema de Generación Micro-binario

En el sistema de ciclo binario de generación de energía, los fluidos binarios con un bajo punto de ebullición, como el butano o el pentano hidrocarburo son bombeados a alta presión a través del intercambiador de calor. Luego, el fluido es vaporizado en la recámara del intercambiador de calor y dirigido a través de una turbina para generar electricidad. El ciclo "Micro binario" es desarrollado como un sistema de generación a pequeña escala por la empresa KOBELCO CONSTRUCTION MACHINERY CO. LTD. El sistema Micro binario es comercializado por KOBELCO como la primera turbina semi-sellada de mundo. Puede ser operado por medio de agua caliente con temperaturas bajas de hasta entre 70 a 95 °C. Por lo tanto, el sistema de generación binaria puede aplicarse a muchos tipos de energías renovables tales como geotérmicas, biomasa y solar térmica. También puede ser usado por como calor residual para la industria:

A. Característica Principal

Alto rendimiento disponible para la generación de energía, porque se ajusta la fluctuación de la temperatura de la fuente de calor por la tecnología, tal como una turbina envolvente y el generador síncrono.

B. Sistema de generación de energía binario simple y pequeño

La instalación de múltiples módulos de 70 kW es posible. Se puede diseñar basándose en el entorno circundante. En el equipo de generación micro binario, los controles del inversor y el convertidor son ensamblados en fábrica para facilitar su instalación en el sitio.

C. Especificaciones

La siguiente tabla muestra las especificaciones técnicas del sistema de generación micro binario. El sistema puede operar por medio de agua caliente con temperaturas bajas de entre 70 a 95 °C. El equipo necesario como el inversor y el convertidor son parte del sistema de generación.

Tabla 10.3.6.2 Especificaciones del Micro binario

Tipo	MB-70H
Máxima producción en el Generador	70 kW
Máxima producción en el Generador	60 kW
Generador	Generador Síncrono
Velocidad nominal de rotación	5500 rpm
Gas Binario	HFC245fa
Presión Designada	0.97 Mpa
La temperatura de la fuente de calor	70 a 95 °C
Turbina	Turbina envolvente
inversor, Convertidor	Incluidos en la unidad
Controlador	Incluido en la unidad
Tamaño	2250mm x 2600mm x 2250mm
Peso	6500kg

(Fuente: KOBELCO)

La siguiente figura muestra una máquina KOBELCO (MB-70H). El sistema puede ser operado no solo para energía geotérmica, sino también para energía solar y biomasa.

10.3.6.3 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. Resumen del Estudio

- 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.
- c. Arroz: La capacidad estimada de generación usando la cáscara de arroz es tan pequeña como 0.95 MW en el país.
- d. Introducción de Tecnología: Los sistemas de generación en pequeña escala han sido introducidos debido a que los recursos de la biomasa están limitados y distribuidos por todo el país.

B. 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.

10.3.7 Biogás

Como resultado de un estudio realizado sobre los recursos de biogás en El Salvador, se ha detectado la necesidad de implementar sistemas de generación eléctrica en pequeña escala. En este capítulo se analiza un proyecto exitoso de biogás, el cual fue conducido por *Grameen Shakti*, una ONG en la República Popular de Bangladesh.

En cuanto a la información de costos del biogás, se basan en un estudio realizado por la Universidad “José Simeón Cañas” (UCA). La información sobre las plantas de tratamiento de aguas residuales se obtuvo de ANDA (Administración Nacional de Acueductos y Alcantarillados). También se explica en este capítulo, un proyecto de Biogás conducido por la GIZ (Agencia Alemana para la Cooperación Internacional) en la República de Chile.

Las tecnologías necesarias para el desarrollo futuro se explican como recomendación. También se analiza información acerca del sistema de generación de energía eléctrica a partir de los desechos sólidos.

10.3.7.1 Desechos Animales

A. Generalidades

El biogás es un producto gaseoso obtenido por la digestión anaeróbica de la materia orgánica. Está típicamente formado por 60-70% de metano (CH_4), 30-40% de dióxido de carbono (CO_2), 1-5% de hidrógeno (H_2), hasta 0.2% de nitrógeno (N_2) y algunas impurezas de Sulfuro de Hidrógeno (H_2S). En condiciones ideales, la concentración de CH_4 puede incrementarse hasta un 80%. Sin embargo, es más común alrededor del 60%, con aproximadamente el 40% de CO_2 . Cuando la concentración de CO_2 en el biogás excede el 40%, ocurre un deterioro en la tasa de combustión y fallas en el encendido del motor e impide que funcione bien.

Los componentes típicos del biogás, gas del relleno sanitario y gas natural, se indican en la tabla 10.3.7.1. 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^3) comparado con el gas natural (Danés) el cual es de 11.0 (kWh/Nm^3).

Tabla 10.3.7.1 Componentes típicos del Biogás

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

(Fuente: Mejorar las tecnologías de biogás, la evolución y las innovaciones de la AIE)

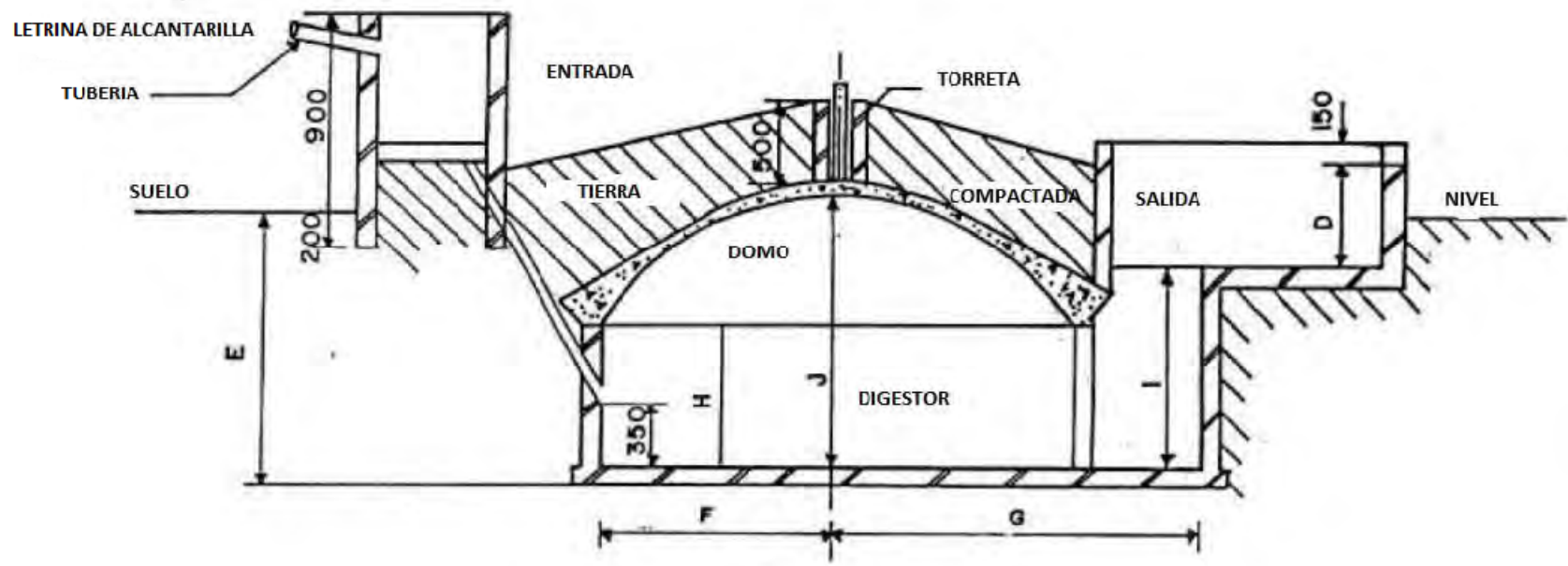
B. Tecnología del biogás

a. Biodigestor

El Biodigestor es una estructura física, comúnmente conocida como planta de biogás. En el Biodigestor se producen tantas reacciones químicas y microbiológicas, que es conocido como Bio-reactor o reactor anaeróbico. La principal función de esta estructura es proveer condiciones anaeróbicas. Dentro de su cámara deben de existir condiciones herméticas de aire y agua. Puede construirse de varios materiales y de diferentes formas y tamaños. La construcción de ésta estructura comprende el mayor costo de la inversión. Algunos de los diseños de Biodigestores de menor tamaño comúnmente usados, son discutidos posteriormente.

Digestor de Domo Fijo

El modelo chino de una planta de biogás de Domo Fijo, consiste en una estructura subterránea de ladrillos con un Domo en el tope para conservar el gas. En este diseño, la cámara de fermentación y el contenedor de gas están combinados en uno solo. El período de vida de la planta de Domo fijo se extiende entre los 20 a 50 años. La siguiente figura 10.3.7.1 muestra la típica construcción del digestor de Domo fijo.

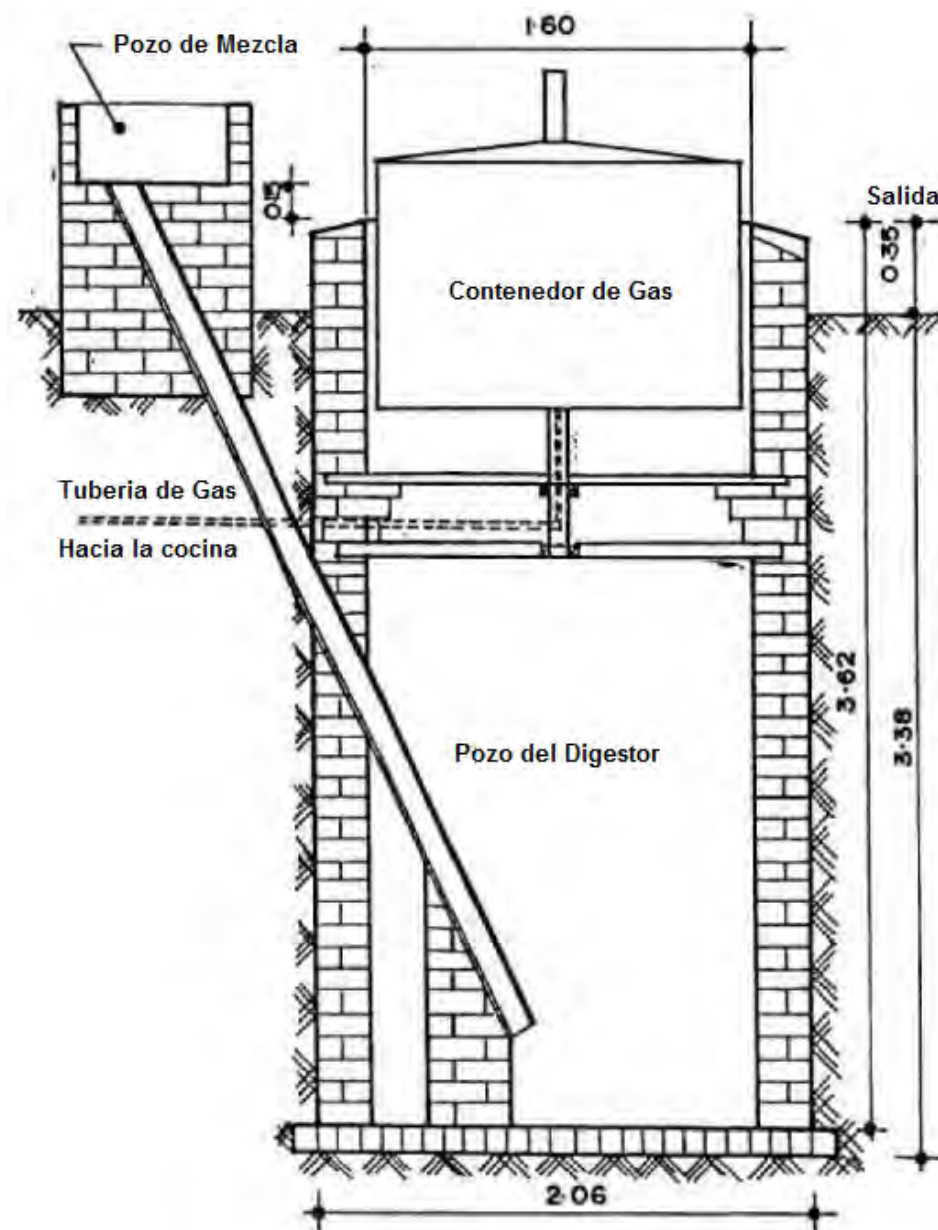


(Fuente: Servicios de gestión consolidada de Nepal)

Figura 10.3.7.1 Digestor de Domo Fijo

Digestor de domo flotante

En este diseño, la cámara de digestión está hecha de ladrillos en mortero de cemento. Un Domo de acero es colocado en la parte superior del digestor para coleccionar el biogás producido en el digestor. Así, existen dos estructuras separadas para la producción y colección de gas. Con la introducción del modelo chino de Domo fijo, los digestores de domo flotante se volvieron obsoletos debido a sus costos comparativamente altos en la inversión inicial y mantenimiento, junto con ciertos detalles de diseño. La figura de abajo muestra típicamente la construcción de un digestor de domo flotante.



(Fuente: Servicios de gestión consolidada de Nepal)

Figura 10.3.7.2 Digestor de domo flotante

b. Generador de 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%.

c. 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 digester se encuentra entre 6 y 7. El pH en el digester 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 digester 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 digester ayuda a incrementar la producción de gas durante la época fría.

C. Ejemplo de proyecto

a. Proyecto *Grameen Shakti* en Bangladesh

Biogás para cocinar

En la República Popular de Bangladesh, cerca de 7,000 plantas de biogás han sido introducidas en áreas rurales por *Grammeen Shakti*, una ONG mundialmente famosa. El funcionamiento actual de 12 sistemas de biogás fue estudiado por el equipo del JICA. De un total de 12, existen 7 usuarios que usan plantas de biogás de 2.4m³, 3 usuarios utilizan digestores de 2.0m³ y un usuario para cada digestor de 3.2m³ y 4.8m³. Los lodos provenientes del digestor de biogás son usados como fertilizante orgánico para la agricultura. Además, los lodos secos con un contenido de humedad del 15%, son preparados para su venta como lodos sólidos a US\$ 0.04/ kg. En la investigación, 11 de 12 hogares respondieron que han usado los lodos para propósitos agrícolas con lo cual logran reducir el gasto en la compra de fertilizantes. La siguiente tabla muestra un listado de precios del proyecto de biogás. El subsidio del gobierno es de alrededor US\$130.0/ unidad y no está incluido en el precio.

Tabla 10.3.7.2 Lista de Precios de biogás: Grameen Shakti

	Capacidad (m ³)	No. de Usuarios	Costo de construcción	Pago mínimo	Pago mensual
1	2.0	5-6	US\$ 207	US\$ 52	US\$ 7.5
2	3.0	7-8	US\$ 254	US\$ 64	US\$ 9.3
3	4.0	10-12	US\$ 313	US\$ 78	US\$ 11.4
4	5.0	15-16	US\$ 365	US\$ 91	US\$ 13.4
5	6.0	18-20	US\$ 417	US\$ 104	US\$ 15.1

(Fuente : JICA, Estudio preliminar en desarrollo de redes de distribución en el área rural de Bangladesh Oriental.)

Generación eléctrica por medio del biogás

Los sistemas de generación eléctrica han sido introducidos lentamente por instituciones privadas. La empresa *Grameen Shakti* ha introducido 20 sistemas de biogás para generación eléctrica.

Hay dos plantas de generación eléctrica con una capacidad de 5kW en cada una de las granjas. La fuente de biogás es el estiércol de vaca el cual es producido diariamente en la granja. Hay dos digestores de biogás en la granja. Los siguientes datos muestran la cantidad de biogás producido y lo que se le introduce al digestor. La demanda de electricidad principalmente es por la iluminación, los ventiladores y el bombeo diario de agua de la granja.

Digestor No.1

Salida : 850 pies cúbicos / día

Entrada : 600 kg estiércol de vaca / día + 600 litros de agua / día

Digestor No.2

Salida : 2100 pies cúbicos / día

Entrada : 1,500 kg estiércol de vaca / día + 1,500 litros de agua / día

En esta planta, se genera electricidad por medio de un motor de gas el cual es de fabricación China, el precio es de unos US\$765.00. Antes de usar el motor de gas, los chinos hicieron un pequeño generador diesel el cual fue usado y operado con combustible dual: biogás y diesel. En vez del generador de diesel, el motor de gas está siendo usado para el nuevo proyecto, ya que es posible operarlo con un 100% del gas producido. En este país se fabrican: tubos de Venturi para mezcladores de aire y de gas, filtros para remover Sulfuro de Hidrógeno y humedad. Pequeñas empresas venden estos equipos con digestores de biogás.

D. Costo del Sistema

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 del biodigestor. Los costos de construcción y equipamiento del biodigestor y del sistema de generación eléctrica están mostrados en la siguiente tabla:

Tabla 10.3.7.3 Costo Inicial de construcción en Miravalle**OBRA CIVIL: CONSTRUCCION**

Diseño	--
Estanque de mezcla/ cerco perimetral	--
Canales	--
Cuarto de maquinas	--
Mejoramiento (repello, para sellado hermético)	--
Mano de obra	--
Otros	--
SUB-TOTAL	US\$26,668.33

CUARTO DE MAQUINAS: EQUIPO

Compra del generador (15kW)	\$10,000.00
Gastos de importación	\$1,500.00
Otros	\$1,490.33
SUB-TOTAL	US\$12,990.33

ACCESORIOS

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
SUB-TOTAL	US\$1,317.00

HERRAMIENTAS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Herramientas de operación	\$10.00
Herramientas de mantenimiento	\$10.00
SUB TOTAL	\$20.00
Gastos administrativos menores	\$5.00
SUB-TOTAL	\$5.00
TOTAL	US\$41,000.66

(Fuente: APROVECHAMIENTO ENERGETICO DEL BIOGAS EN EL SALVADOR, UCA)

El costo mensual estimado para operar el digestor 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.

Tabla 10.3.7.4 Costo mensual de 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

(Fuente: APROVECHAMIENTO ENERGETICO DEL BIOGAS EN EL SALVADOR, UCA)

Los costos mensuales estimados para el mantenimiento se presentan en la tabla siguiente

Tabla 10.3.7.5 Costo de Mantenimiento Mensual

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

(Fuente: APROVECHAMIENTO ENERGETICO DEL BIOGAS EN EL SALVADOR, UCA)

10.3.7.2 Aguas Residuales

A. Generalidades

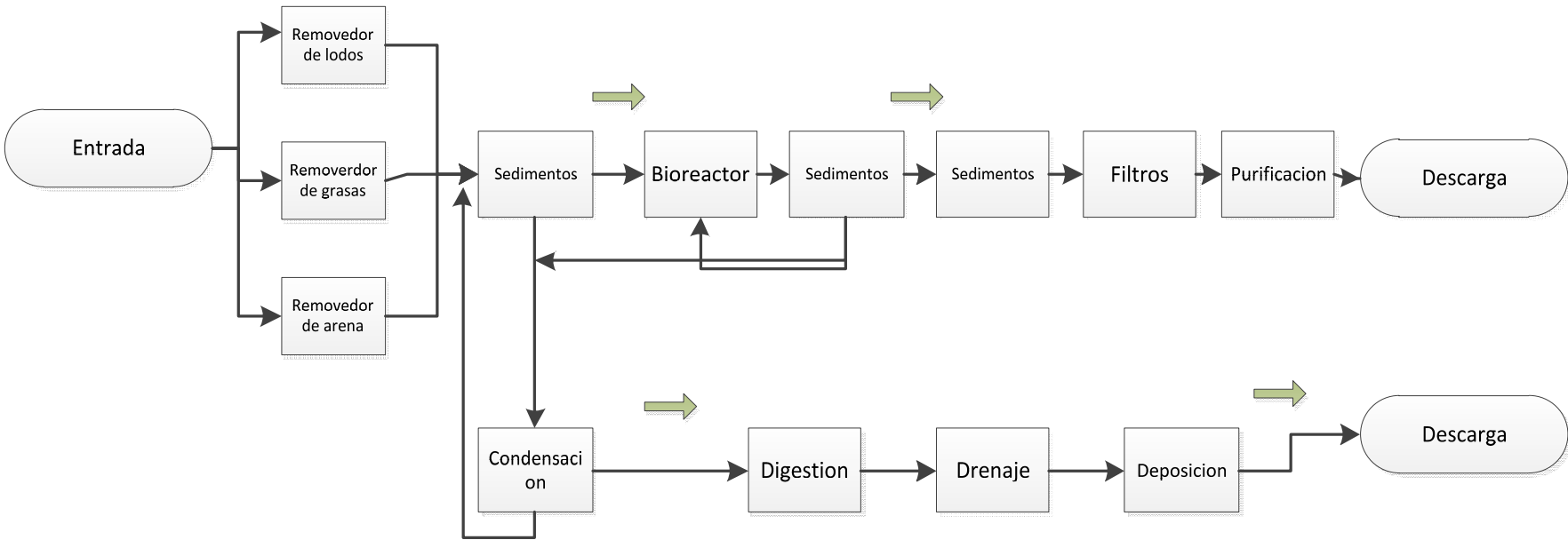
De acuerdo a la Administración Nacional de Acueductos y Alcantarillados (ANDA), existen 66 plantas de tratamiento de aguas residuales, las cuales son manejadas por esa institución autónoma. Actualmente, la información disponible de las plantas de tratamiento de aguas residuales, es solo para efectos de estimar la producción de biogás. En este capítulo, se explica el flujo típico de trabajo para una planta de tratamiento. Además el proyecto “Potencial del Biogás: Identificación y Clasificación de Biomasa Disponible para Generación de Biogás”, el cual fue realizado por la GIZ (Agencia Internacional de Cooperación Alemana) en la República de Chile en el 2007, se explica como ejemplo. A manera de recomendación, se explican las tecnologías requeridas para futuros desarrollos.

B. Producción de Biogás por medio de Aguas Residuales

a. Tecnología para Plantas de Tratamiento

El objetivo de las plantas de tratamiento es remover la materia sólida, reducir la cantidad de materias orgánicas y contaminantes y restaurar el oxígeno. Básicamente hay dos métodos de tratamiento de aguas residuales: aeróbicos y anaeróbicos. El primer tipo de tratamiento es con oxígeno y el otro es en ausencia de oxígeno (reactores anaeróbicos).

Para remover todas las partículas sólidas tales como plástico, metal y materiales inorgánicos, se debe realizar un pre-tratamiento. La reducción de materia orgánica es un proceso natural donde las bacterias y los microorganismos consumen la materia orgánica presente en las aguas residuales. Al final del proceso, se inyecta más oxígeno para ayudar a la vida acuática en el agua. La siguiente figura muestra el proceso de una planta de tratamiento de aguas residuales:



(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Figura 10.3.7.3 Planta de Tratamiento de Aguas Residuales Convencional

b. Operación

El proceso de tratamiento de las aguas residuales se describe a continuación.

Tratamiento físico

Después que el agua residual es introducida a la planta de tratamiento, el lodo, el aceite y la arena son removidos antes del tratamiento preliminar. Todas las partículas sólidas son removidas en este proceso.

Tanques de sedimentación

En los tanques de sedimentación, las partículas sólidas son depositadas en el fondo del tanque. Las partículas sólidas son también llamadas lodos y pueden ser usados después de un tratamiento anaeróbico.

Bio filtros

Las partículas sólidas presentes en las aguas residuales, pueden ser removidas pasando el agua a través de filtros. Las bacterias y los microorganismos son usados para filtrar el agua y reducir la cantidad de materia orgánica. Además, los lodos activados pueden ser usados para tratamientos aeróbicos.

Reactores anaeróbicos

Las plantas de tratamiento pueden usar reactores anaeróbicos para producir biogás. Sin embargo, esta no es una tecnología común en las plantas de tratamiento. La tecnología más común para producir biogás es el reactor anaeróbico de flujo ascendente (UASB, por sus siglas en inglés).

Purificación

Básicamente, si después del tratamiento el agua es utilizada para consumo humano, el agua debe incluir un proceso de purificación.

Descarga

El agua será descargada después del proceso de tratamiento. El agua tratada puede ser usada para otros propósitos tales como irrigación, consumo humano y descargas a cuerpos de agua.

C. Ejemplo de proyecto

a. Potencial del biogás en la República de Chile

Motores utilizados.

En este proyecto se usaron motores de combustión interna. Por lo general, las capacidades de los motores accionados con biogás trabajan en un rango de pocos kW hasta 20MW. La eficiencia de estos motores puede ser entre 88% el 70% y 80%. La eficiencia de la energía generada puede variar entre 30 y 40%. La recuperación del calor depende del rendimiento del intercambiador de calor, el cual está instalado en el sistema de enfriamiento del motor. Hay dos sistemas de refrigeración adjuntos a estos motores. El rango de la temperatura de trabajo para el primer sistema de enfriamiento, es de aproximadamente del 85 a 99°C, y para el otro sistema de enfriamiento entre 40 a 70°C. El sistema de refrigeración reduce la temperatura en el motor, en el aceite y comprime el aire en la entrada del sistema. En este proyecto, cerca

del 30% del consumo de energía de los motores es suplida por la producción de biogás. La recuperación de calor en la tubería de escape, es un proceso adicional. La temperatura alcanza valores de aproximadamente de 350 a 550°C en la tubería de escape. El calor del escape representa más o menos entre un 23 a 35% de la energía producida por el motor del biogás. La siguiente tabla muestra el rendimiento de un motor de combustión interna el cual es operado por biogás.

Tabla 10.3.7.6 Rendimiento Normal de un motor CAT 352

Rendimiento	Eficiencia (%)
Electricidad	30.0
Térmico (gases)	20.7
Térmico (enfriamiento)	19.3

(Fuente: Identificación y clasificación de biomasa, en Chile, GTZ)

Análisis de biomasa para electricidad

El proyecto “Uso potencial del Biogás: Identificación y Clasificación de Biomasa para Generación de Biogás en Chile”, fue conducido por la GIZ en el año 2007.

En el estudio, se llevo a cabo la identificaron y clasificaron de los diferentes tipos de biomasa para la generación de biogás que están disponibles en la República de Chile. La siguiente tabla muestra los distintos tipos de biomasa disponibles en Chile. La cantidad de cada desecho es un indicativo del potencial de producción de biogás para cada tipo de biomasa evaluada.

Tabla 10.3.7.7 Cantidad producida de biogás

Biomasa	Desecho	Unidades	Producción de biogás
Tratamiento anaeróbico	169.370	Ton DBO/año	480 m ³ /ton DQO
Lodo*	249.762	Ton Mat Org/ año	550 m ³ /ton Mat Org.
Empresa cervecera*	12.546	Ton Mat Org/ año	700 m ³ /ton Mat Org.

*desecho solido

Materia Orgánica (MO):

DQO: Demanda Química de Oxígeno

DBO: Demanda bioquímica de oxígeno.

(Fuente: Identificación y clasificación de biomasa, en Chile, GTZ)

La tabla de abajo muestra la producción de energía y la capacidad instalada basada en el monto disponible de la producción de biogás.

Tabla 10.3.7.8 Energía disponible y capacidad instalada

Biomasa	Producción de Energía total		Capacidad instalada	
	Min disponible (MWh/año)	Max disponible (MWh/ año)	Min disponible MW	Max disponible MW
Tratamiento anaeróbico	19.396	38.793	20	33
Lodo*	161.271	258.033	20	33
Empresa cervecera*	16.762	19.905	2	3

*desecho sólido

(Fuente: Identificación y clasificación de biomasa, en Chile, GIZ)

D. Costo del sistema

La GIZ (Agencia Alemana para la Cooperación Internacional) ha conducido un estudio económico del biogás en la República de Chile. El estudio fue conducido en empresas cerveceras las cuales producen biogás a partir de los desechos sólidos. El sistema de producción utilizado en la cervecería fue de digestión anaeróbica. La siguiente tabla muestra la cantidad de desecho sólido, el volumen de gas producido, la capacidad y número de generadores.

Tabla 10.3.7.9 Información resumida producción de biogás en las cervecerías de Chile

Empresa Cervecera	Cantidad de desechos sólidos (ton/año)	Volumen de producción de biogás (km ³ / año)	Tamaño del generador MW	Numero de Generadores
1	50,000	122,880	4	2
2	20,000	45,056	2	1

(Fuente: Identificación y clasificación de biomasa, en Chile, GIZ)

El estudio demostró que la planta tiene capacidad para generar 122,880 km³/año de biogás. La siguiente tabla muestra el costo total del proyecto para una cogeneración de 4 MW a partir de los desechos sólidos generados por las empresas cerveceras. Todos los desechos sólidos (lodos) se sometieron a tratamiento anaeróbico posterior a su descarga de la planta de tratamiento de aguas residuales.

Tabla 10.3.7.10 Costo de inversión para cogenerar (4 MW) en una industria cervecera

Concepto	Unidades	Valor
Costos específicos de inversión		
- Conexión a la red	US\$	10,000
Costo del motor	US\$	1,379.048
Costo de digestor y planta	US\$	5,464.161
Otros (infraestructura)	US\$	342,160
Red de calefacción (Costo de conexión)	US\$	20,000
Costo de inversión	US\$	7,215.369
Costo de planificación/permisos. 10% de los costos de inversión	US\$	721.537
Total	US\$	7,936.907

(Fuente: Identificación y clasificación de biomasa, en Chile, GIZ)

E. Requerimientos futuros

La producción de biogás por medio de plantas de tratamiento de aguas residuales, puede estimarse a partir de datos históricos e información. El siguiente listado muestra información sobre los procesos requeridos para analizar el potencial de producción del biogás proveniente de las aguas residuales.

Información actualizada: Los datos de las plantas de tratamiento deben actualizarse. Además, la información tiene que estar disponible para ingenieros para que puedan estimar el potencial de producción a partir del biogás.

Entrada de agua en la planta de tratamiento: El volumen de producción de materia orgánica en el agua tiene que ser medida en cada planta. Es necesario calcular la producción de biogás basada en el análisis anaeróbico de las aguas tratadas en cada planta de tratamiento. También, el nivel de DBO (Demanda Bioquímica de Oxígeno) presente debe de ser analizado para propósitos de estimación, ya que los niveles de DBO aportan un índice del valor de materia orgánica presente en el agua.

Medición de lodos producidos: Los residuos aglomerados producidos tras un tratamiento de aguas residuales se llaman lodos. Este lodo puede someterse a un tratamiento usando reactores anaeróbicos para producir biogás. La producción de lodos tiene que ser estudiada para saber el potencial de producción de biogás. Además, se pueden analizar los diferentes tipos de lodos para establecer y estimar la tasa de producción del biogás.

Capacidad de la planta: El número total de plantas de tratamiento operadas por la Administración Nacional de Acueductos y Alcantarillados (ANDA) es de 66. Sin embargo, las capacidades de la mayoría de las plantas son tan pequeñas como de 1m³. En la mayoría de las plantas de tratamiento no hay reactores anaeróbicos o reactores UASB para producir biogás.

10.3.7.3 Energía de los Desechos sólidos

A. Generalidades

La generación de energía de los desechos sólidos produce vapor al elevar la temperatura y la presión por el calor generado al incinerar los desechos sólidos. La energía es generada por medio de una turbina de vapor. El calor de escape de la turbina puede ser usado como fuente de energía para aires acondicionados y agua caliente en zonas aledañas a la planta. La generación eléctrica a partir de los desechos sólidos requiere de gran cantidad de desechos. Sin embargo, es posible introducir sistemas que generen energía a partir de los desechos en pequeñas comunidades, si las comunidades unen esfuerzos. Además, la cooperación de los residentes es importante para lograr introducir las plantas de generación de energía a partir de desechos en su comunidad. Las características de este tipo de generación se presentan a continuación:

- La generación de energía a partir de los desechos contribuye a la solución de ambos problemas: la producción de electricidad y la disposición de los desechos.
- La descarga de dioxinas se controlada a través de incineración a altas temperaturas.
- Potencial de suministro de calefacción para áreas cercanas a la planta.

La clasificación de los desechos sólidos es importante para el uso efectivo como fuente de energía eléctrica. Por ejemplo, la clasificación del plástico, el papel y la madera son necesarios. Sin embargo, en El Salvador, las leyes para promocionar la utilización de fuentes reciclables basadas en el concepto de las 3R (Reutilizar, Reciclar y Reducir) aun no han sido emitidas. Las descargas de dioxinas generadas por combustión de desechos y la falta de disposición de las cenizas en las instalaciones, contribuye al problema. Sin embargo, el desarrollo tecnológico para el control de las descargas de dioxinas por incineración a altas temperaturas, se ha empezado a utilizar recientemente.

B. Ejemplo de proyecto

En el año 2009, en la República Socialista de Vietnam, se llevó a cabo un estudio conjunto entre NEDO (*New Energy and Industrial Technology Development Organization.*) y la IAE (*International Energy Agency*), para la generación de electricidad y la eficiencia energética utilizando desechos industriales. En el estudio, se preparó el diseño conceptual para generar electricidad a partir de los desechos industriales. La siguiente información resume el resultado del estudio:

a. Especificaciones

Capacidad de incineración: 75 ton/día (contenido calórico promedio: 16,000kJ/kg)

Tipo de incinerador: Horno Kiln rotatorio (es posible lecho fluidizado del horno)

Capacidad de generación: 1.2 MW (transmisión básica final)
Operación: 24horas/día x 330 días/año = 7,920 horas/año
Tasa de producción eléctrica: $1.2 \text{ MW} \times 0.90 \times 24 \text{ hr/día} \div 75 \text{ ton/día} = 345.6 \text{ kWh/ton}$

b. Costos estimado del proyecto y eficiencia energética

Costo total del proyecto: aproximadamente US\$21 millones
Eficiencia energética: 8.7%
Costo de generación eléctrica: aproximadamente US\$0.26/kWh
Costos de operación y mantenimiento: aproximadamente US\$416,000/año

c. Cronograma preliminar

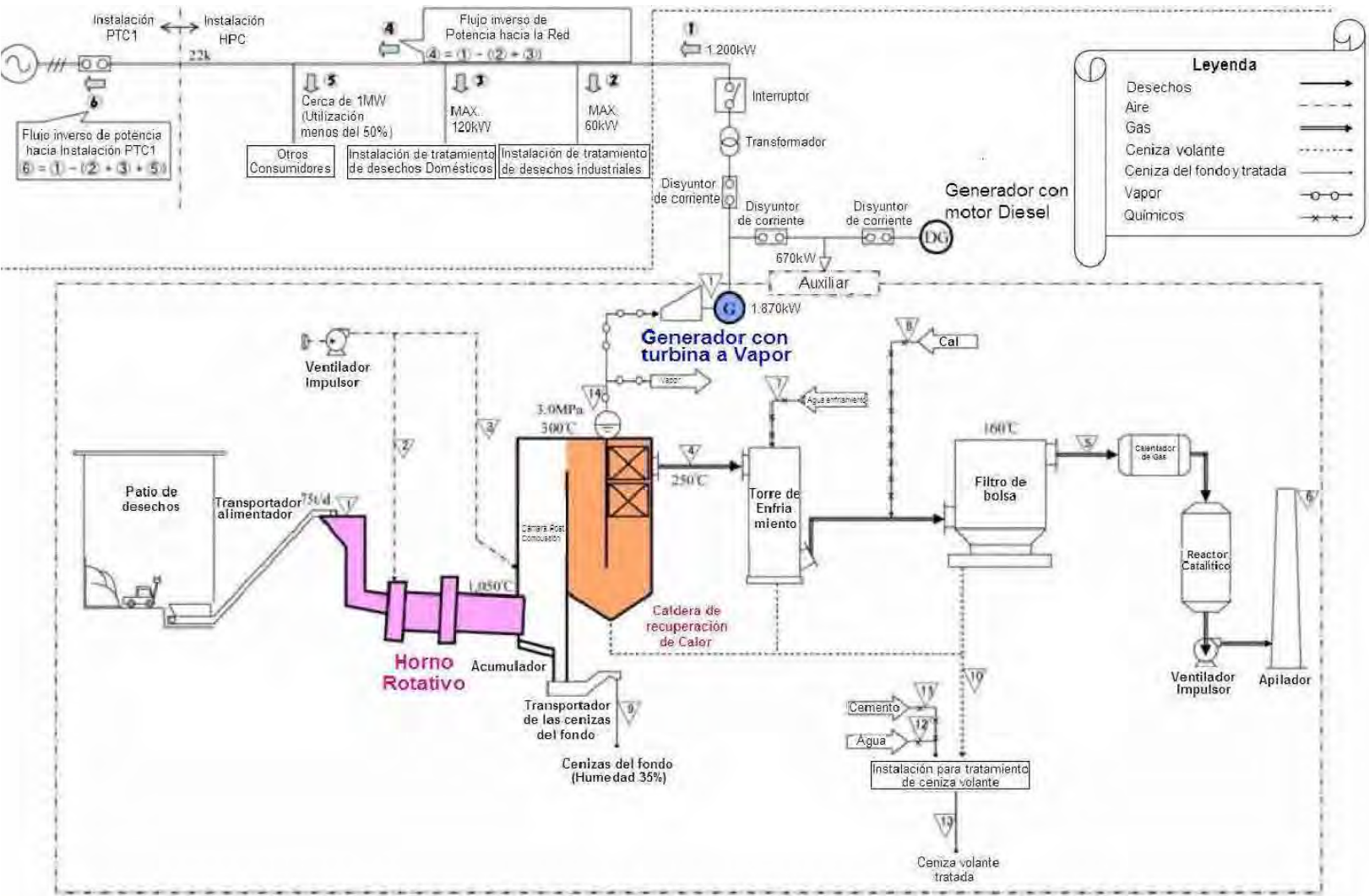
El siguiente cronograma preliminar fue sugerido por el equipo de estudio de NEDO en el proyecto de Vietnam:

Tabla 10.7.3.11 Cronograma preliminar

No.	Artículo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36			
	Comienzo de los Trabajos del Proyecto	▼																																						
A	Diseño																																							
B	Compra de Equipo																																							
C	Trabajos de Construccion																																							
	Civil y Arquitectural																																							
	Instalacion Mecanica																																							
	Refractario																																							
	Instalacion de Tuberia																																							
	Electrico e Instrumentos																																							
	Insulacion y Pintura																																							
D	Comisionar																																							
	Comisionar en Frio																																							
	Comisionar en Caliente																																							
	Prueba de Rendimiento																																							
E	Prueba de Operacion																																							
F	Operacion Comercial																																							▼

(Fuente: Estudio conjunto del proyecto de generación eléctrica y eficiencia en el área de Hanói en Vietnam, NEDO)

La siguiente figura muestra el concepto de un sistema de generación eléctrica a partir de desechos



(Fuente: Estudio conjunto del proyecto de generación eléctrica y eficiencia en el área de Hanói en Vietnam, NEDO)

Figura 10.7.3.4 Planta Generadora a partir de desechos

10.3.7.4 Consideraciones para la introducción de la Tecnología de Biogás

Se ha estudiado el potencial del Biogás en El Salvador y los resultados se resumen a continuación:

A. Resumen del estudio

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.

B. Consideraciones 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.

Apéndice - A

Evaluación de la capacidad de generación distribuida

Apéndice A – Evaluación de la capacidad de generación distribuida

En el caso de El Salvador, la interconexión de los generadores distribuidos en las redes de distribución primaria se realizará en los niveles de voltaje de 23 kV (área urbana y rural) y 13.2 kV (área rural). En la siguiente tabla se muestran las capacidades máximas de las instalaciones de distribución. La capacidad máxima por alimentador en 23 kV es mayor que en 13.2 kV debido a que a mayor nivel de voltaje se tiene mayor capacidad de transporte. Comúnmente el área urbana tiene mayor densidad de carga comparado con el área rural (mayor número de suministros por área), es decir, los alimentadores del área urbana son de menor longitud, pueden atender un mayor número de suministros y presentan una mayor capacidad por alimentador.

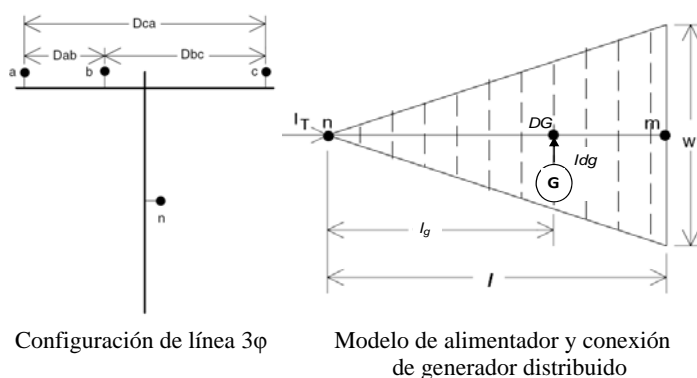
Tabla A.1 Capacidades Máximas de las Instalaciones de Distribución en El Salvador

#	Nivel de Voltaje	Área	Número de Alimentadores por Subestación	Longitud de Alimentador Troncal (km)	Capacidad Máxima por Alimentador (MVA)	Capacidad Total por Subestación (MVA)
1	23 kV	Urbano	5	8	12	60
2	23 kV	Rural	4	15	8	32
3	13.2 kV	Rural	4	15	5	20

(Fuente: Consultas realizadas a empresas de distribución de El Salvador en Diciembre 2011)

Puede realizarse una evaluación aproximada para comprobar las capacidades máximas por alimentador y nivel de voltaje. Esta evaluación puede ser realizada usando la conexión de una unidad de generación distribuida en un alimentador típico usando las características técnicas obtenidas en El Salvador. En la siguiente figura se muestran las consideraciones para la evaluación aproximada de alimentadores de distribución.

#	Descripción	Valor
1	Conductor de alimentador troncal	336,4 MCM 26/7 ACSR
2	Configuración geométrica de los conductores	Dab = 0.7 m Dbc = 1.2 m Dac = 1.9 m
3	Características de demanda para el área triangular de densidad uniforme	f.p. = 0.95 % de valle = 25% % de punta = 80%
4	Características de la generación distribuida	f.p. = 0.90 Conexión a 75% de longitud total



(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Figura A.1 Consideraciones para evaluación aproximada de alimentadores de distribución

El criterio para determinar la máxima capacidad de generación distribuida que puede ser conectada al alimentador en la peor condición de demanda (en este caso valle de demanda) se definió de acuerdo a su desempeño respecto a: i) mantener caídas de voltaje bajas en el nodo m y ii) evitar el aumento de las pérdidas eléctricas totales por alimentador.

Tabla A.2 Capacidades Máximas de Generación Distribuida en El Salvador

#	Nivel de Voltaje	Área	Capacidad Total por Subestación (MVA)	Capacidad Máxima por Alimentador (MVA)	Capacidad Máxima de Generación Distribuida (MVA)
1	23 kV	Urbano	60	12	4.8
2	23 kV	Rural	32	8	3.0
3	13.2 kV	Rural	20	5	2.1

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Los resultados anteriores muestran la dependencia de la capacidad máxima de conexión de un generador distribuido en un alimentador típico respecto al nivel de voltaje y tipo de área (urbano o rural). Para los alimentadores típicos de El Salvador se puede definir una capacidad máxima general de aproximadamente 5 MVA. Este valor es recomendable considerando que se podría considerar la utilización de la norma técnica IEEE 1547-2003 (IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems), la cual abarca la conexión de generadores distribuidos con capacidad menor a 10 MVA.

Apéndice - B

Procedimiento de cálculo de pérdidas eléctricas para generadores conectados en sistemas de distribución

Apéndice B - Procedimiento de cálculo de pérdidas eléctricas para generadores conectados en sistemas de distribución

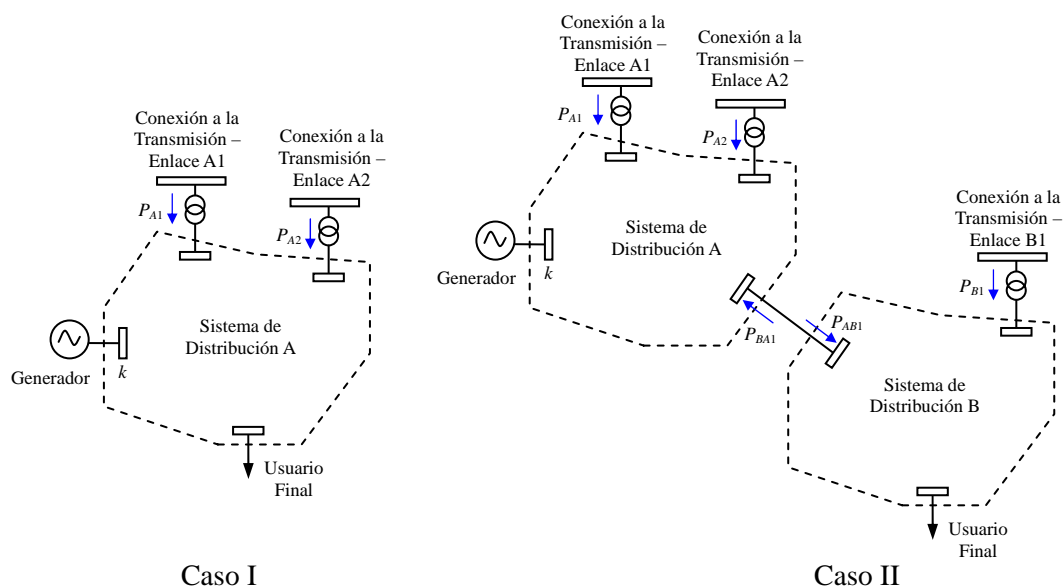
Para establecer los beneficios técnicos que puede traer la conexión de un pequeño generador a las redes de distribución, se puede proponer un procedimiento general. Este procedimiento puede ser señalado para dos casos:

Caso I: Generador conectado al mismo sistema de distribución del usuario final.

Caso II: Generador conectado a un sistema de distribución diferente del usuario final.

El procedimiento general de cálculo de pérdidas eléctricas sigue los siguientes pasos:

- (1) Demarcar las áreas de análisis de pérdidas eléctricas para los sistemas de distribución donde se conectan el generador y el usuario final.



Para el caso I, se demarca solamente el sistema de distribución A. Para el caso II, se demarca el sistema de distribución A y B relacionados a los nodos del generador y usuario final, respectivamente.

- (2) Realizar una simulación de flujo de potencia usando la red eléctrica formada por todos los sistemas de distribución comprometidos sin considerar aún la conexión del generador al nodo k . Considerar todos los nodos de conexión a la transmisión como barras con tensión controlada. A partir de los resultados obtenidos se calculan las pérdidas eléctricas de la siguiente forma:

$$a. \text{ Caso I: } P_{perdA(0)} = P_{A1(0)} + P_{A2(0)} + \sum_{i \neq k} P_{gA,i} - \sum_i P_{cA,i},$$

donde:

$P_{perdA(0)}$	Pérdidas eléctricas del sistema de distribución A sin generador en el nodo k (MW)
$P_{A1(0)}$	Potencia inyectada desde la red de transmisión al sistema de distribución A, a través del enlace 1, sin generador en el nodo k (MW)
$P_{A2(0)}$	Potencia inyectada desde la red de transmisión al sistema de distribución A, a través del enlace 2, sin generador en el nodo k

	(MW)
$P_{gA,i}$	Potencia del generador conectado al nodo i perteneciente al sistema de distribución A (MW)
$P_{cA,i}$	Potencia de la carga conectada al nodo i perteneciente al sistema de distribución A (MW)

b. Caso II:

$$P_{perdA(0)} = P_{A1(0)} + P_{A2(0)} + \sum_{i \neq k} P_{gA,i} - \sum_i P_{cA,i} + P_{BA1(0)},$$

$$P_{perdB(0)} = P_{B1(0)} + \sum_{i \neq k} P_{gB,i} - \sum_i P_{cB,i} + P_{AB1(0)},$$

donde:

$P_{perdB(0)}$	Pérdidas eléctricas del sistema de distribución B sin generador en el nodo k (MW)
$P_{B1(0)}$	Potencia inyectada desde la red de transmisión al sistema de distribución B, a través del enlace 1, sin generador en el nodo k (MW)
$P_{BA1(0)}$	Potencia inyectada desde el sistema de distribución B hacia el sistema de distribución A, a través del enlace 1, sin generador en el nodo k (MW).
$P_{AB1(0)}$	Potencia inyectada desde el sistema de distribución A hacia el sistema de distribución B, a través del enlace 1, sin generador en el nodo k (MW).

- (3) Realizar una simulación de flujo de potencia usando la red eléctrica formada todos los sistemas de distribución comprometidos considerando la conexión del generador en el nodo k . Considerar todos los nodos de conexión a la transmisión como barras con tensión controlada. A partir de los resultados obtenidos se calculan las pérdidas eléctricas de la siguiente forma:

a. Caso I:

$$P_{perdA(1)} = P_{A1(1)} + P_{A2(1)} + \sum_i P_{gA,i} - \sum_i P_{cA,i},$$

donde:

$P_{perdA(1)}$	Pérdidas eléctricas del sistema de distribución A con generador en el nodo k (MW)
$P_{A1(1)}$	Potencia inyectada desde la red de transmisión al sistema de distribución A, a través del enlace 1, con generador en el nodo k (MW)
$P_{A2(1)}$	Potencia inyectada desde la red de transmisión al sistema de distribución A, a través del enlace 2, con generador en el nodo k (MW)

b. Caso II:

$$P_{perdA(1)} = P_{A1(1)} + P_{A2(1)} + \sum_i P_{gA,i} - \sum_i P_{cA,i} + P_{BA1(1)},$$

$$P_{perdB(1)} = P_{B1(1)} + \sum_i P_{gB,i} - \sum_i P_{cB,i} + P_{AB1(1)},$$

donde:

$P_{perdB(1)}$	Pérdidas eléctricas del sistema de distribución B con generador en el nodo k (MW)
$P_{B1(1)}$	Potencia inyectada desde la red de transmisión al sistema de distribución B, a través del enlace 1, con generador en el nodo k (MW)
$P_{BA1(1)}$	Potencia inyectada desde el sistema de distribución B hacia el sistema de distribución A, a través del enlace 1, con generador en el nodo k (MW).

$P_{BA1(1)}$ Potencia inyectada desde el sistema de distribución A hacia el sistema de distribución B, a través del enlace 1, con generador en el nodo k (MW).

(4) Para calcular la variación de las pérdidas eléctricas se puede usar lo siguiente:

- a. Caso I: $\Delta P_{perdA} = P_{perdA(0)} - P_{perdA(1)}$.
- b. Caso II: $\Delta P_{perdA} = P_{perdA(0)} - P_{perdA(1)}$, $\Delta P_{perdB} = P_{perdB(0)} - P_{perdB(1)}$.

Los resultados de la variación de las pérdidas eléctricas pueden ser interpretados de la siguiente forma:

- $\Delta P_{perdA} > 0 \Rightarrow$ Las pérdidas eléctricas disminuyen en el sistema de distribución A debido a la conexión del generador en el nodo k .
- $\Delta P_{perdA} < 0 \Rightarrow$ Las pérdidas eléctricas aumentan en el sistema de distribución A con la conexión del generador en el nodo k .

En caso se requiera solamente calcular la variación de las pérdidas eléctricas se pueden simplificar los pasos (2) al (4) de la siguiente forma:

(2) Realizar una simulación de flujo de potencia como lo visto en el paso (2) anterior, sin conexión del generador en el nodo k . A partir de los resultados obtenidos almacenar lo siguiente:

- a. Caso I: $P_{A1(0)}, P_{A2(0)}$.
- b. Caso II: $P_{A1(0)}, P_{A2(0)}, P_{B1(0)}, P_{AB1(0)}, P_{BA1(0)}$.

(3) Realizar una simulación de flujo de potencia como lo visto en el paso (3) anterior, con conexión del generador en el nodo k . A partir de los resultados obtenidos almacenar lo siguiente:

- a. Caso I: $P_{A1(1)}, P_{A2(1)}$.
- b. Caso II: $P_{A1(1)}, P_{A2(1)}, P_{B1(1)}, P_{AB1(1)}, P_{BA1(1)}$.

(4) Para calcular la variación de las pérdidas eléctricas se puede usar lo siguiente:

- a. Caso I: $\Delta P_{perdA} = P_{A1(0)} + P_{A2(0)} - P_{A1(1)} - P_{A2(1)} - P_{g,k}$.
- b. Caso II: $\Delta P_{perdA} = P_{A1(0)} + P_{A2(0)} + P_{BA1(0)} - P_{A1(1)} - P_{A2(1)} - P_{BA1(1)} - P_{g,k}$,
 $\Delta P_{perdB} = P_{B1(0)} + P_{AB1(0)} - P_{B1(1)} - P_{AB1(1)} - P_{g,k}$,

donde:

$P_{g,k}$ Potencia de inyección del generador en el nodo k (MW)

Apéndice - E

Análisis Económico y Financiero

Case-H0(5MW)

Cash Flow for Small Hydropower -5 MW (Case-H0)

Plant Cap (MW)	Capacity Factor (%)	Escalation Rate	Plant Cost (\$000)	Inter- Connection Cost (\$000)	O/M Cost	% of Loan	Bank Loan (\$000)	Repayme nt Period (year)	Loan Interest Rate p.a	Tax Exemption (year)	Corporate Tax	NPV (\$000)	FIRR	B/C	
5	50%	4%	12,500	150	5%	70%	8,855	10	8%	10	25%	16,024	37.7%	2.05	
Year	(a) Unit Price (\$/MWh)	(b) Generation (MWh)	(c) Operation Income (\$000)	d) Capital Cost (\$000)		e) O/M Cost (\$000)	f) Sub Total Cost (d+e)	(g) Loan (\$000)		(h) Total Cost (f+g) (\$000)	(i) Profit before Tax (c-h) (\$000)	(j) Corporate Tax (25%)	(k) Net Income (i- j) (\$000)	(l) Accumulated Income (\$000)	Depreciation (\$000)
0			0	1,875			1,875			1,875	-1,875	0	-1,875	-1,875	
0			0	1,875	45		1,920			2,274	-2,274	0	-2,274	-4,149	
1	140	21,900	3,066			153	153	886	708	1,747	1,319	0	1,319	-2,830	633
2	145.6	21,900	3,189			159	159	886	638	1,682	1,506	0	1,506	-1,324	633
3	151.4	21,900	3,316			166	166	886	567	1,618	1,698	0	1,698	374	633
4	157.5	21,900	3,449			172	172	886	496	1,554	1,895	0	1,895	2,269	633
5	163.8	21,900	3,587			179	179	886	425	1,490	2,097	0	2,097	4,366	633
6	170.3	21,900	3,730			187	187	886	354	1,426	2,304	0	2,304	6,670	633
7	177.1	21,900	3,879			194	194	886	283	1,363	2,517	0	2,517	9,187	633
8	184.2	21,900	4,035			202	202	886	213	1,300	2,735	0	2,735	11,921	633
9	191.6	21,900	4,196			210	210	886	142	1,237	2,959	0	2,959	14,880	633
10	199.3	21,900	4,364			218	218	886	71	1,175	3,189	0	3,189	18,070	633
11	207.2	21,900	4,538			227	227			227	4,312	920	3,392	21,462	633
12	215.5	21,900	4,720			236	236			236	4,484	963	3,521	24,983	633
13	224.1	21,900	4,909			245	245			245	4,663	1,008	3,656	28,638	633
14	233.1	21,900	5,105			255	255			255	4,850	1,054	3,796	32,434	633
15	242.4	21,900	5,309			265	265			265	5,044	1,103	3,941	36,375	633
16	252.1	21,900	5,522			276	276			276	5,246	1,153	4,092	40,467	633
17	262.2	21,900	5,743			287	287			287	5,455	1,206	4,250	44,717	633
18	272.7	21,900	5,972			299	299			299	5,674	1,260	4,413	49,130	633
19	283.6	21,900	6,211			311	311			311	5,901	1,317	4,584	53,714	633
20	295.0	21,900	6,460			323	323			323	6,137	1,376	4,761	58,474	633
Total		438,000	91,300	3,750	45	4,565	8,360	8,855	4,250	21,465	69,834	11,360	58,474	58,474	

Source: JICA Study Team

Case-H1(4MW)

Cash Flow for Small Hydropower -4 MW (Case-H1)

Plant Cap (MW)	Capacity Factor (%)	Escalation Rate	Plant Cost (\$000)	Inter- Connection Cost (\$000)	O/M Cost	% of Loan	Bank Loan (\$000)	Repayme nt Period (year)	Loan Interest Rate p.a	Tax Exemption (year)	Corporate Tax	NPV (\$000)	FIRR	B/C	
4	50%	4%	10,000	150	5%	70%	7,105	10	8%	10	25%	12,793	37.5%	2.04	
Year	(a) Unit Price (\$/MWh)	(b) Generation (MWh)	(c) Operation Income (\$000)	d) Capital Cost (\$000)		e) O/M Cost (\$000)	f) Sub Total Cost (d+e)	(g) Loan (\$000)		(h) Total Cost (f+g) (\$000)	(i) Profit before Tax (c-h) (\$000)	(j) Corporate Tax (25%)	(k) Net Income (i- j) (\$000)	(l) Accumulated Income (\$000)	Depreciation (\$000)
0			0	1,500			1,500			1,500	-1,500	0	-1,500	-1,500	
0			0	1,500	45		1,545			1,829	-1,829	0	-1,829	-3,329	
1	140	17,520	2,453			123	123	711	568	1,402	1,051	0	1,051	-2,278	508
2	145.6	17,520	2,551			128	128	711	512	1,350	1,201	0	1,201	-1,077	508
3	151.4	17,520	2,653			133	133	711	455	1,298	1,355	0	1,355	278	508
4	157.5	17,520	2,759			138	138	711	398	1,246	1,513	0	1,513	1,791	508
5	163.8	17,520	2,869			143	143	711	341	1,195	1,674	0	1,674	3,466	508
6	170.3	17,520	2,984			149	149	711	284	1,144	1,840	0	1,840	5,306	508
7	177.1	17,520	3,104			155	155	711	227	1,093	2,011	0	2,011	7,316	508
8	184.2	17,520	3,228			161	161	711	171	1,042	2,185	0	2,185	9,502	508
9	191.6	17,520	3,357			168	168	711	114	992	2,365	0	2,365	11,867	508
10	199.3	17,520	3,491			175	175	711	57	942	2,549	0	2,549	14,416	508
11	207.2	17,520	3,631			182	182			182	3,449	735	2,714	17,130	508
12	215.5	17,520	3,776			189	189			189	3,587	770	2,817	19,947	508
13	224.1	17,520	3,927			196	196			196	3,731	806	2,925	22,872	508
14	233.1	17,520	4,084			204	204			204	3,880	843	3,037	25,908	508
15	242.4	17,520	4,247			212	212			212	4,035	882	3,153	29,062	508
16	252.1	17,520	4,417			221	221			221	4,196	922	3,274	32,336	508
17	262.2	17,520	4,594			230	230			230	4,364	964	3,400	35,736	508
18	272.7	17,520	4,778			239	239			239	4,539	1,008	3,531	39,267	508
19	283.6	17,520	4,969			248	248			248	4,720	1,053	3,667	42,934	508
20	295.0	17,520	5,168			258	258			258	4,909	1,100	3,809	46,743	508
Total		350,400	73,040	3,000	45	3,652	6,697	7,105	3,410	17,212	55,827	9,084	46,743	46,743	

Source: JICA Study Team

Case-H2(3MW)

Cash Flow for Small Hydropower -3 MW (Case-H2)

Year	(a) Unit Price (\$/MWh)	(b) Generation (MWh)	(c) Operation Income (\$000)	d) Capital Cost (\$000)		e) O/M Cost (\$000)	f) Sub Total Cost (d+e)	(g) Loan (\$000)		(h) Total Cost (f+g) (\$000)	(i) Profit before Tax (c-h) (\$000)	(j) Corporate Tax (25%)	(k) Net Income (i-j) (\$000)	(l) Accumulated Income (\$000)	Depreciation (\$000)
				Power Plant	Inter-Connection Cost			Principal Repayment	Interest						
0			0	1,125			1,125			1,125	-1,125	0	-1,125	-1,125	
0			0	1,125	45		1,170		214	1,384	-1,384	0	-1,384	-2,509	
1	140	13,140	1,840			92	92	536	428	1,056	784	0	784	-1,725	383
2	145.6	13,140	1,913			96	96	536	386	1,017	896	0	896	-829	383
3	151.4	13,140	1,990			99	99	536	343	978	1,012	0	1,012	183	383
4	157.5	13,140	2,069			103	103	536	300	939	1,130	0	1,130	1,313	383
5	163.8	13,140	2,152			108	108	536	257	900	1,252	0	1,252	2,565	383
6	170.3	13,140	2,238			112	112	536	214	862	1,377	0	1,377	3,942	383
7	177.1	13,140	2,328			116	116	536	171	823	1,504	0	1,504	5,446	383
8	184.2	13,140	2,421			121	121	536	129	785	1,636	0	1,636	7,082	383
9	191.6	13,140	2,518			126	126	536	86	747	1,771	0	1,771	8,853	383
10	199.3	13,140	2,618			131	131	536	43	709	1,909	0	1,909	10,762	383
11	207.2	13,140	2,723			136	136			136	2,587	551	2,036	12,798	383
12	215.5	13,140	2,832			142	142			142	2,690	577	2,113	14,911	383
13	224.1	13,140	2,945			147	147			147	2,798	604	2,194	17,105	383
14	233.1	13,140	3,063			153	153			153	2,910	632	2,278	19,383	383
15	242.4	13,140	3,186			159	159			159	3,026	661	2,365	21,748	383
16	252.1	13,140	3,313			166	166			166	3,147	691	2,456	24,205	383
17	262.2	13,140	3,446			172	172			172	3,273	723	2,551	26,755	383
18	272.7	13,140	3,583			179	179			179	3,404	755	2,649	29,404	383
19	283.6	13,140	3,727			186	186			186	3,540	789	2,751	32,155	383
20	295.0	13,140	3,876			194	194			194	3,682	825	2,857	35,012	383
Total		262,800	54,780	2,250	45	2,739	5,034	5,355	2,570	12,959	41,820	6,808	35,012	35,012	

Source: JICA Study Team

18,795

9,232

NPV=

9,563

Case-H3(2MW)

Cash Flow for Small Hydropower -2 MW (Case-H3)

Year	(a) Unit Price (\$/MWh)	(b) Generation (MWh)	(c) Operation Income (\$000)	d) Capital Cost (\$000)		e) O/M Cost (\$000)	f) Sub Total Cost (d+e)	(g) Loan (\$000)		(h) Total Cost (f+g) (\$000)	(i) Profit before Tax (c-h) (\$000)	(j) Corporate Tax (25%)	(k) Net Income (i-j) (\$000)	(l) Accumulated Income (\$000)	Depreciation (\$000)
				Power Plant	Inter-Connection Cost			Principal Repayment	Interest						
0			0	750			750			750	-750	0	-750	-750	
0			0	750	45		795		144	939	-939	0	-939	-1,689	
1	140	8,760	1,226			61	61	361	288	710	516	0	516	-1,173	258
2	145.6	8,760	1,275			64	64	361	260	684	592	0	592	-581	258
3	151.4	8,760	1,326			66	66	361	231	658	669	0	669	88	258
4	157.5	8,760	1,380			69	69	361	202	631	748	0	748	836	258
5	163.8	8,760	1,435			72	72	361	173	605	829	0	829	1,665	258
6	170.3	8,760	1,492			75	75	361	144	579	913	0	913	2,578	258
7	177.1	8,760	1,552			78	78	361	115	553	998	0	998	3,576	258
8	184.2	8,760	1,614			81	81	361	87	528	1,086	0	1,086	4,662	258
9	191.6	8,760	1,678			84	84	361	58	502	1,176	0	1,176	5,839	258
10	199.3	8,760	1,746			87	87	361	29	477	1,269	0	1,269	7,108	258
11	207.2	8,760	1,815			91	91			91	1,725	367	1,358	8,466	258
12	215.5	8,760	1,888			94	94			94	1,794	384	1,410	9,875	258
13	224.1	8,760	1,964			98	98			98	1,865	402	1,463	11,338	258
14	233.1	8,760	2,042			102	102			102	1,940	421	1,519	12,858	258
15	242.4	8,760	2,124			106	106			106	2,018	440	1,578	14,435	258
16	252.1	8,760	2,209			110	110			110	2,098	460	1,638	16,073	258
17	262.2	8,760	2,297			115	115			115	2,182	481	1,701	17,774	258
18	272.7	8,760	2,389			119	119			119	2,269	503	1,766	19,541	258
19	283.6	8,760	2,484			124	124			124	2,360	526	1,835	21,375	258
20	295.0	8,760	2,584			129	129			129	2,455	549	1,905	23,281	258
Total		175,200	36,520	1,500	45	1,826	3,371	3,605	1,730	8,706	27,813	4,533	23,281	23,281	

Source: JICA Study Team

12,530

6,197

NPV=

6,332

Case-H4(1MW)

Cash Flow for Small Hydropower -1MW (Case-H4)

Plant Cap (MW)	Capacity Factor (%)	Escalation Rate	Plant Cost (\$000)	Inter- Connection Cost (\$000)	O/M Cost	% of Loan	Bank Loan (\$000)	Repayme nt Period (year)	Loan Interest Rate p.a	Tax Exemption (year)	Corporate Tax	NPV (\$000)	FIRR	B/C	
1	50%	4%	3,000	150	5%	70%	2,205	10	8%	10	25%	2,666	28.5%	1.74	
Year	(a) Unit Price (\$/MWh)	(b) Generation (MWh)	(c) Operation Income (\$000)	d) Capital Cost (\$000)		e) O/M Cost (\$000)	f) Sub Total Cost (d+e)	(g) Loan (\$000)		(h) Total Cost (f+g) (\$000)	(i) Profit before Tax (c-h) (\$000)	(j) Corporate Tax (25%)	(k) Net Income (i- j) (\$000)	(l) Accumulated Income (\$000)	Depreciation (\$000)
0			0	450			450			450	-450	0	-450	-450	
0			0	450	45		495		88	583	-583	0	-583	-1,033	
1	140	4,380	613			31	31	221	176	428	186	0	186	-848	158
2	145.6	4,380	638			32	32	221	159	411	227	0	227	-621	158
3	151.4	4,380	663			33	33	221	141	395	268	0	268	-353	158
4	157.5	4,380	690			34	34	221	123	378	311	0	311	-41	158
5	163.8	4,380	717			36	36	221	106	362	355	0	355	314	158
6	170.3	4,380	746			37	37	221	88	346	400	0	400	714	158
7	177.1	4,380	776			39	39	221	71	330	446	0	446	1,160	158
8	184.2	4,380	807			40	40	221	53	314	493	0	493	1,653	158
9	191.6	4,380	839			42	42	221	35	298	541	0	541	2,195	158
10	199.3	4,380	873			44	44	221	18	282	591	0	591	2,786	158
11	207.2	4,380	908			45	45			45	862	176	686	3,472	158
12	215.5	4,380	944			47	47			47	897	185	712	4,184	158
13	224.1	4,380	982			49	49			49	933	194	739	4,923	158
14	233.1	4,380	1,021			51	51			51	970	203	767	5,689	158
15	242.4	4,380	1,062			53	53			53	1,009	213	796	6,485	158
16	252.1	4,380	1,104			55	55			55	1,049	223	826	7,312	158
17	262.2	4,380	1,149			57	57			57	1,091	233	858	8,169	158
18	272.7	4,380	1,194			60	60			60	1,135	244	890	9,060	158
19	283.6	4,380	1,242			62	62			62	1,180	256	924	9,984	158
20	295.0	4,380	1,292			65	65			65	1,227	267	960	10,944	158
Total		87,600	18,260	900	45	913	1,858	2,205	1,058	5,121	13,139	2,194	10,944	10,944	

Source: JICA Study Team

6,265

3,599

NPV=

2,666

Case-H5(0.7MW)

Cash Flow for Small Hydropower -0.7 MW (Case-H5)

Plant Cap (MW)	Capacity Factor (%)	Escalation Rate	Plant Cost (\$000)	Inter- Connection Cost (\$000)	O/M Cost	% of Loan	Bank Loan (\$000)	Repayme nt Period (year)	Loan Interest Rate p.a	Tax Exemption (year)	Corporate Tax	NPV (\$000)	FIRR	B/C	
0.7	50%	4%	2,100	150	5%	70%	1,575	10	8%	10	25%	1,827	27.8%	1.71	
Year	(a) Unit Price (\$/MWh)	(b) Generation (MWh)	(c) Operation Income (\$000)	d) Capital Cost (\$000)		e) O/M Cost (\$000)	f) Sub Total Cost (d+e)	(g) Loan (\$000)		(h) Total Cost (f+g) (\$000)	(i) Profit before Tax (c-h) (\$000)	(j) Corporate Tax (25%)	(k) Net Income (i- j) (\$000)	(l) Accumulated Income (\$000)	Depreciation (\$000)
0			0	315			315			315	-315	0	-315	-315	
0			0	315	45		360		63	423	-423	0	-423	-738	
1	140	3,066	429			21	21	158	126	305	124	0	124	-614	113
2	145.6	3,066	446			22	22	158	113	293	153	0	153	-461	113
3	151.4	3,066	464			23	23	158	101	282	183	0	183	-278	113
4	157.5	3,066	483			24	24	158	88	270	213	0	213	-65	113
5	163.8	3,066	502			25	25	158	76	258	244	0	244	179	113
6	170.3	3,066	522			26	26	158	63	247	276	0	276	455	113
7	177.1	3,066	543			27	27	158	50	235	308	0	308	763	113
8	184.2	3,066	565			28	28	158	38	224	341	0	341	1,104	113
9	191.6	3,066	587			29	29	158	25	212	375	0	375	1,480	113
10	199.3	3,066	611			31	31	158	13	201	410	0	410	1,890	113
11	207.2	3,066	635			32	32			32	604	123	481	2,371	113
12	215.5	3,066	661			33	33			33	628	129	499	2,870	113
13	224.1	3,066	687			34	34			34	653	135	518	3,387	113
14	233.1	3,066	715			36	36			36	679	142	537	3,925	113
15	242.4	3,066	743			37	37			37	706	148	558	4,482	113
16	252.1	3,066	773			39	39			39	734	155	579	5,061	113
17	262.2	3,066	804			40	40			40	764	163	601	5,662	113
18	272.7	3,066	836			42	42			42	794	170	624	6,286	113
19	283.6	3,066	870			43	43			43	826	178	648	6,934	113
20	295.0	3,066	904			45	45			45	859	187	672	7,606	113
Total		61,320	12,782	630	45	639	1,314	1,575	756	3,645	9,137	1,531	7,606	7,606	

Source: JICA Study Team

4,385

2,558

NPV=

1,827

Case-H6(0.5MW)

Cash Flow for Small Hydropower - 0.5 MW (Case-H6)

Year	(a) Unit Price (\$/MWh)	(b) Generation (MWh)	(c) Operation Income (\$000)	d) Capital Cost (\$000)		e) O/M Cost (\$000)	f) Sub Total Cost (d+e)	(g) Loan (\$000)		(h) Total Cost (f+g) (\$000)	(i) Profit before Tax (c-h) (\$000)	(j) Corporate Tax (25%)	(k) Net Income (i-j) (\$000)	(l) Accumulated Income (\$000)	Depreciation (\$000)
				Power Plant	Inter-Connection Cost			Principal Repayment	Interest						
0			0	225			225			225	-225	0	-225	-225	
0			0	225	45		270			46	-316	0	-316	-541	
1	140	2,190	307			15	15	116	92	223	83	0	83	-458	83
2	145.6	2,190	319			16	16	116	83	215	104	0	104	-354	83
3	151.4	2,190	332			17	17	116	74	206	126	0	126	-228	83
4	157.5	2,190	345			17	17	116	65	197	147	0	147	-80	83
5	163.8	2,190	359			18	18	116	55	189	170	0	170	89	83
6	170.3	2,190	373			19	19	116	46	180	193	0	193	282	83
7	177.1	2,190	388			19	19	116	37	172	216	0	216	498	83
8	184.2	2,190	403			20	20	116	28	163	240	0	240	738	83
9	191.6	2,190	420			21	21	116	18	155	265	0	265	1,003	83
10	199.3	2,190	436			22	22	116	9	147	290	0	290	1,293	83
11	207.2	2,190	454			23	23			23	431	87	344	1,637	83
12	215.5	2,190	472			24	24			24	448	91	357	1,994	83
13	224.1	2,190	491			25	25			25	466	96	370	2,364	83
14	233.1	2,190	511			26	26			26	485	101	384	2,748	83
15	242.4	2,190	531			27	27			27	504	105	399	3,147	83
16	252.1	2,190	552			28	28			28	525	111	414	3,561	83
17	262.2	2,190	574			29	29			29	546	116	430	3,991	83
18	272.7	2,190	597			30	30			30	567	121	446	4,437	83
19	283.6	2,190	621			31	31			31	590	127	463	4,900	83
20	295.0	2,190	646			32	32			32	614	133	481	5,381	83
Total		43,800	9,130	450	45	456	951	1,155	554	2,661	6,469	1,088	5,381	5,381	

Source: JICA Study Team

3,132

1,864

NPV=

1,268

Case-H7(0.3MW)

Cash Flow for Small Hydropower -0.3 MW (Case-H7)

Year	(a) Unit Price (\$/MWh)	(b) Generation (MWh)	(c) Operation Income (\$000)	d) Capital Cost (\$000)		e) O/M Cost (\$000)	f) Sub Total Cost (d+e)	(g) Loan (\$000)		(h) Total Cost (f+g) (\$000)	(i) Profit before Tax (c-h) (\$000)	(j) Corporate Tax (25%)	(k) Net Income (i-j) (\$000)	(l) Accumulated Income (\$000)	Depreciation (\$000)
				Power Plant	Inter-Connection Cost			Principal Repayment	Interest						
0			0	135			135			135	-135	0	-135	-135	
0			0	135	45		180			29	-209	0	-209	-344	
1	140	1,314	184			9	9	74	59	141	42	0	42	-302	53
2	145.6	1,314	191			10	10	74	53	136	55	0	55	-247	53
3	151.4	1,314	199			10	10	74	47	130	68	0	68	-178	53
4	157.5	1,314	207			10	10	74	41	125	82	0	82	-96	53
5	163.8	1,314	215			11	11	74	35	120	96	0	96	-1	53
6	170.3	1,314	224			11	11	74	29	114	110	0	110	109	53
7	177.1	1,314	233			12	12	74	24	109	124	0	124	233	53
8	184.2	1,314	242			12	12	74	18	103	139	0	139	372	53
9	191.6	1,314	252			13	13	74	12	98	154	0	154	526	53
10	199.3	1,314	262			13	13	74	6	92	169	0	169	695	53
11	207.2	1,314	272			14	14			14	259	52	207	903	53
12	215.5	1,314	283			14	14			14	269	54	215	1,117	53
13	224.1	1,314	295			15	15			15	280	57	223	1,340	53
14	233.1	1,314	306			15	15			15	291	60	231	1,572	53
15	242.4	1,314	319			16	16			16	303	63	240	1,812	53
16	252.1	1,314	331			17	17			17	315	66	249	2,061	53
17	262.2	1,314	345			17	17			17	327	69	259	2,320	53
18	272.7	1,314	358			18	18			18	340	72	268	2,588	53
19	283.6	1,314	373			19	19			19	354	75	279	2,867	53
20	295.0	1,314	388			19	19			19	368	79	289	3,156	53
Total		26,280	5,478	270	45	274	589	735	353	1,677	3,801	645	3,156	3,156	

Source: JICA Study Team

1,879

1,170

NPV=

710

Case-H8(0.2MW)

Cash Flow for Small Hydropower -0.2 MW (Case-H8)

Plant Cap (MW)	Capacity Factor (%)	Escalation Rate	Plant Cost (\$000)	Inter-Connection Cost (\$000)	O/M Cost	% of Loan	Bank Loan (\$000)	Repayment Period (year)	Loan Interest Rate p.a	Tax Exemption (year)	Corporate Tax
0.2	50%	4%	600	150	5%	70%	525	10	8%	10	25%

NPV (\$000)	430
FIRR	22.6%
B/C	1.52

Year	(a) Unit Price (\$/MWh)	(b) Generation (MWh)	(c) Operation Income (\$000)	d) Capital Cost (\$000)		e) O/M Cost (\$000)	f) Sub Total Cost (d+e)	(g) Loan (\$000)		(h) Total Cost (f+g) (\$000)	(i) Profit before Tax (c-h) (\$000)	(j) Corporate Tax (25%)	(k) Net Income (i-j) (\$000)	(l) Accumulated Income (\$000)	Depreciation (\$000)
				Power Plant	Inter-Connection Cost			Principal Repayment	Interest						
0			0	90			90			90	-90	0	-90	-90	
0			0	90	45		135		21	156	-156	0	-156	-246	
1	140	876	123			6	6	53	42	101	22	0	22	-224	38
2	145.6	876	128			6	6	53	38	97	31	0	31	-193	38
3	151.4	876	133			7	7	53	34	93	40	0	40	-153	38
4	157.5	876	138			7	7	53	29	89	49	0	49	-104	38
5	163.8	876	143			7	7	53	25	85	59	0	59	-45	38
6	170.3	876	149			7	7	53	21	81	68	0	68	23	38
7	177.1	876	155			8	8	53	17	77	78	0	78	101	38
8	184.2	876	161			8	8	53	13	73	88	0	88	189	38
9	191.6	876	168			8	8	53	8	69	99	0	99	288	38
10	199.3	876	175			9	9	53	4	65	109	0	109	397	38
11	207.2	876	182			9	9			9	172	34	139	536	38
12	215.5	876	189			9	9			9	179	35	144	679	38
13	224.1	876	196			10	10			10	187	37	149	829	38
14	233.1	876	204			10	10			10	194	39	155	984	38
15	242.4	876	212			11	11			11	202	41	161	1,144	38
16	252.1	876	221			11	11			11	210	43	167	1,311	38
17	262.2	876	230			11	11			11	218	45	173	1,484	38
18	272.7	876	239			12	12			12	227	47	180	1,664	38
19	283.6	876	248			12	12			12	236	50	186	1,850	38
20	295.0	876	258			13	13			13	245	52	193	2,043	38
Total		17,520	3,652	180	45	183	408	525	252	1,185	2,467	424	2,043	2,043	

Source: JICA Study Team

1.253

823

NPV=

430

Case-H9(0.2MW)

Cash Flow for Small Hydropower -0.2 MW (Case-H9)

Plant Cap (MW)	Capacity Factor (%)	Escalation Rate	Plant Cost (\$000)	Inter-Connection Cost (\$000)	O/M Cost	% of Loan	Bank Loan (\$000)	Repayment Period (year)	Loan Interest Rate p.a	Tax Exemption (year)	Corporate Tax
0.2	40%	4%	600	150	5%	70%	525	10	8%	10	25%

NPV (\$000)	214
FIRR	16.3%
B/C	1.27

Year	(a) Unit Price (\$/MWh)	(b) Generation (MWh)	(c) Operation Income (\$000)	d) Capital Cost (\$000)		e) O/M Cost (\$000)	f) Sub Total Cost (d+e)	(g) Loan (\$000)		(h) Total Cost (f+g) (\$000)	(i) Profit before Tax (c-h) (\$000)	(j) Corporate Tax (25%)	(k) Net Income (i-j) (\$000)	(l) Accumulated Income (\$000)	Depreciation (\$000)
				Power Plant	Inter-Connection Cost			Principal Repayment	Interest						
0			0	90			90			90	-90	0	-90	-90	
0			0	90	45		135		21	156	-156	0	-156	-246	
1	140	701	98			5	5	53	42	99	-1	0	-1	-247	38
2	145.6	701	102			5	5	53	38	95	7	0	7	-241	38
3	151.4	701	106			5	5	53	34	91	15	0	15	-226	38
4	157.5	701	110			6	6	53	29	87	23	0	23	-203	38
5	163.8	701	115			6	6	53	25	83	31	0	31	-172	38
6	170.3	701	119			6	6	53	21	79	40	0	40	-132	38
7	177.1	701	124			6	6	53	17	76	49	0	49	-83	38
8	184.2	701	129			6	6	53	13	72	58	0	58	-26	38
9	191.6	701	134			7	7	53	8	68	67	0	67	41	38
10	199.3	701	140			7	7	53	4	64	76	0	76	117	38
11	207.2	701	145			7	7			7	138	25	113	230	38
12	215.5	701	151			8	8			8	143	26	117	347	38
13	224.1	701	157			8	8			8	149	28	121	468	38
14	233.1	701	163			8	8			8	155	29	126	594	38
15	242.4	701	170			8	8			8	161	31	130	724	38
16	252.1	701	177			9	9			9	168	33	135	860	38
17	262.2	701	184			9	9			9	175	34	140	1,000	38
18	272.7	701	191			10	10			10	182	36	146	1,145	38
19	283.6	701	199			10	10			10	189	38	151	1,296	38
20	295.0	701	207			10	10			10	196	40	157	1,453	38
Total		14,016	2,922	180	45	146	371	525	252	1,148	1,774	320	1,453	1,453	

Source: JICA Study Team

1.002

789

NPV=

214

Case-H10(0.1MW)

Cash Flow for Small Hydropower -0.1 MW (Case-H10)

Plant Cap (MW)	Capacity Factor (%)	Escalation Rate	Plant Cost (\$000)	Inter-Connection Cost (\$000)	O/M Cost	% of Loan	Bank Loan (\$000)	Repayment Period (year)	Loan Interest Rate p.a	Tax Exemption (year)	Corporate Tax	NPV (\$000)	FIRR	B/C	
0.1	50%	4%	300	150	5%	70%	315	10	8%	10	25%	151	17.4%	1.32	
Year	(a) Unit Price (\$/MWh)	(b) Generation (MWh)	(c) Operation Income (\$000)	d) Capital Cost (\$000)		e) O/M Cost (\$000)	f) Sub Total Cost (d+e)	g) Loan (\$000)		h) Total Cost (f+g) (\$000)	i) Profit before Tax (c-h) (\$000)	j) Corporate Tax (25%)	k) Net Income (i-j) (\$000)	l) Accumulated Income (\$000)	Depreciation (\$000)
0			0	45			45			45	-45	0	-45	-45	
0			0	45	45		90			103	-103	0	-103	-148	
1	140	438	61			3	3	32	25	60	2	0	2	-146	23
2	145.6	438	64			3	3	32	23	57	6	0	6	-140	23
3	151.4	438	66			3	3	32	20	55	11	0	11	-128	23
4	157.5	438	69			3	3	32	18	53	16	0	16	-112	23
5	163.8	438	72			4	4	32	15	50	22	0	22	-90	23
6	170.3	438	75			4	4	32	13	48	27	0	27	-64	23
7	177.1	438	78			4	4	32	10	45	32	0	32	-31	23
8	184.2	438	81			4	4	32	8	43	38	0	38	6	23
9	191.6	438	84			4	4	32	5	41	43	0	43	49	23
10	199.3	438	87			4	4	32	3	38	49	0	49	98	23
11	207.2	438	91			5	5			5	86	16	70	169	23
12	215.5	438	94			5	5			5	90	17	73	241	23
13	224.1	438	98			5	5			5	93	18	76	317	23
14	233.1	438	102			5	5			5	97	19	78	395	23
15	242.4	438	106			5	5			5	101	20	81	477	23
16	252.1	438	110			6	6			6	105	21	84	561	23
17	262.2	438	115			6	6			6	109	22	87	648	23
18	272.7	438	119			6	6			6	113	23	91	739	23
19	283.6	438	124			6	6			6	118	24	94	833	23
20	295.0	438	129			6	6			6	123	25	98	931	23
Total		8,760	1,826	90	45	91	226	315	151	692	1,133	203	931	931	

Source: JICA Study Team

626

476

NPV=

151

Case-H11(0.1MW)

Cash Flow for Small Hydropower -0.1 MW (Case-H11)

Plant Cap (MW)	Capacity Factor (%)	Escalation Rate	Plant Cost (\$000)	Inter-Connection Cost (\$000)	O/M Cost	% of Loan	Bank Loan (\$000)	Repayment Period (year)	Loan Interest Rate p.a	Tax Exemption (year)	Corporate Tax	Subsidy	NPV (\$000)	FIRR	B/C
0.1	60%	4%	300	150	5%	70%	315	10	8%	10	25%		259	22.8%	1.53
Year	(a) Unit Price (\$/MWh)	(b) Generation (MWh)	(c) Operation Income (\$000)	d) Capital Cost (\$000)		e) O/M Cost (\$000)	f) Sub Total Cost (d+e)	g) Loan (\$000)		h) Total Cost (f+g) (\$000)	i) Profit before Tax (c-h) (\$000)	j) Corporate Tax (25%)	k) Net Income (i-j) (\$000)	l) Accumulated Income (\$000)	Depreciation (\$000)
0			0	45			45			45	-45	0	-45	-45	
0			0	45	45		90			103	-103	0	-103	-148	
1	140	526	74			4	4	32	25	60	13	0	13	-134	23
2	145.6	526	77			4	4	32	23	58	19	0	19	-116	23
3	151.4	526	80			4	4	32	20	56	24	0	24	-92	23
4	157.5	526	83			4	4	32	18	53	29	0	29	-62	23
5	163.8	526	86			4	4	32	15	51	35	0	35	-27	23
6	170.3	526	90			4	4	32	13	49	41	0	41	14	23
7	177.1	526	93			5	5	32	10	46	47	0	47	61	23
8	184.2	526	97			5	5	32	8	44	53	0	53	113	23
9	191.6	526	101			5	5	32	5	42	59	0	59	173	23
10	199.3	526	105			5	5	32	3	39	65	0	65	238	23
11	207.2	526	109			5	5			5	103	20	83	321	23
12	215.5	526	113			6	6			6	108	21	86	408	23
13	224.1	526	118			6	6			6	112	22	90	497	23
14	233.1	526	123			6	6			6	116	23	93	590	23
15	242.4	526	127			6	6			6	121	25	96	687	23
16	252.1	526	133			7	7			7	126	26	100	787	23
17	262.2	526	138			7	7			7	131	27	104	890	23
18	272.7	526	143			7	7			7	136	28	108	998	23
19	283.6	526	149			7	7			7	142	30	112	1,110	23
20	295.0	526	155			8	8			8	147	31	116	1,226	23
Total		10,512	2,191	90	45	110	245	315	151	711	1,480	254	1,226	1,226	

Source: JICA Study Team

752

493

NPV=

259

Case-W0

Cash Flow for Wind Power-20MW (Case-W0)

1,800

Year	(a) Unit Price (\$/MWh)	(b) Generation (MWh)	(c) Operation Income (\$000)	d) Capital Cost (\$000)		e) O/M Cost (\$000)	f) Sub Total Cost (d+e)	(g) Loan (\$000)		(h) Total Cost (f+g) (\$000)	(i) Profit before Tax (c-h) (\$000)	(j) Corporate Tax (25%)	(k) Net Income (i-j) (\$000)	(l) Accumulated Income (\$000)	Depreciation (\$000)
				Power Plant	Inter-Connection Cost			Principal Repayment	Interest						
0			0	5,400			5,400			5,400	-5,400	0	-5,400	-5,400	
0			0	5,400	0		5,400		1,008	6,408	-6,408	0	-6,408	-11,808	
1	140	43,800	6,132			964	964	2,520	2,016	5,500	632	0	632	-11,176	2,400
2	145.6	43,800	6,377			1,002	1,002	2,520	1,814	5,337	1,041	0	1,041	-10,135	2,400
3	151.4	43,800	6,632			1,042	1,042	2,520	1,613	5,175	1,457	0	1,457	-8,678	2,400
4	157.5	43,800	6,898			1,084	1,084	2,520	1,411	5,015	1,883	0	1,883	-6,795	2,400
5	163.8	43,800	7,174			1,127	1,127	2,520	1,210	4,857	2,317	0	2,317	-4,478	2,400
6	170.3	43,800	7,461			1,172	1,172	2,520	1,008	4,700	2,760	90	2,670	-1,808	2,400
7	177.1	43,800	7,759			1,219	1,219	2,520	806	4,546	3,213	203	3,010	1,202	2,400
8	184.2	43,800	8,069			1,268	1,268	2,520	605	4,393	3,676	319	3,357	4,559	2,400
9	191.6	43,800	8,392			1,319	1,319	2,520	403	4,242	4,150	438	3,713	8,272	2,400
10	199.3	43,800	8,728			1,372	1,372	2,520	202	4,093	4,635	559	4,076	12,348	2,400
11	207.2	43,800	9,077			1,426	1,426			4,266	7,650	1,313	6,338	18,686	2,400
12	215.5	43,800	9,440			1,483	1,483			4,483	7,957	1,389	6,567	25,253	2,400
13	224.1	43,800	9,818			1,543	1,543			4,746	8,275	1,469	6,806	32,059	2,400
14	233.1	43,800	10,210			1,604	1,604			5,050	8,606	1,551	7,054	39,113	2,400
15	242.4	43,800	10,619			1,669	1,669			5,369	8,950	1,637	7,312	46,426	2,400
16	252.1	43,800	11,043			1,735	1,735			5,694	9,308	1,725	7,587	53,407	
17	262.2	43,800	11,485			1,805	1,805			6,039	9,680	1,815	7,862	60,667	
18	272.7	43,800	11,945			1,877	1,877			6,396	10,068	1,908	8,154	68,218	
19	283.6	43,800	12,422			1,952	1,952			6,778	10,470	2,005	8,459	76,070	
20	295.0	43,800	12,919			2,030	2,030			7,186	10,889	2,107	8,782	84,237	
Total		876,000	182,599	10,800	0	28,694	39,494	25,200	12,096	76,790	105,809	21,572	84,237	84,237	

Source: JICA Study Team

62,649

46,853

NPV= 15,796

Case-W1

Cash Flow for Wind Power-20MW (Case-W1)

1,700

Year	(a) Unit Price (\$/MWh)	(b) Generation (MWh)	(c) Operation Income (\$000)	d) Capital Cost (\$000)		e) O/M Cost (\$000)	f) Sub Total Cost (d+e)	(g) Loan (\$000)		(h) Total Cost (f+g) (\$000)	(i) Profit before Tax (c-h) (\$000)	(j) Corporate Tax (25%)	(k) Net Income (i-j) (\$000)	(l) Accumulated Income (\$000)	Depreciation (\$000)
				Power Plant	Inter-Connection Cost			Principal Repayment	Interest						
0			0	5,100			5,100			5,100	-5,100	0	-5,100	-5,100	
0			0	5,100	0		5,100		952	6,052	-6,052	0	-6,052	-11,152	
1	140	43,800	6,132			964	964	2,380	1,904	5,248	884	0	884	-10,268	2,267
2	145.6	43,800	6,377			1,002	1,002	2,380	1,714	5,096	1,282	0	1,282	-8,986	2,267
3	151.4	43,800	6,632			1,042	1,042	2,380	1,523	4,945	1,687	0	1,687	-7,299	2,267
4	157.5	43,800	6,898			1,084	1,084	2,380	1,333	4,797	2,101	0	2,101	-5,198	2,267
5	163.8	43,800	7,174			1,127	1,127	2,380	1,142	4,650	2,524	0	2,524	-2,674	2,267
6	170.3	43,800	7,461			1,172	1,172	2,380	952	4,504	2,956	172	2,784	109	2,267
7	177.1	43,800	7,759			1,219	1,219	2,380	762	4,361	3,398	283	3,115	3,225	2,267
8	184.2	43,800	8,069			1,268	1,268	2,380	571	4,219	3,850	396	3,454	6,679	2,267
9	191.6	43,800	8,392			1,319	1,319	2,380	381	4,080	4,313	511	3,801	10,480	2,267
10	199.3	43,800	8,728			1,372	1,372	2,380	190	3,942	4,786	630	4,156	14,636	2,267
11	207.2	43,800	9,077			1,426	1,426			4,266	7,650	1,346	6,305	20,941	2,267
12	215.5	43,800	9,440			1,483	1,483			4,483	7,957	1,422	6,534	27,475	2,267
13	224.1	43,800	9,818			1,543	1,543			4,746	8,275	1,502	6,773	34,247	2,267
14	233.1	43,800	10,210			1,604	1,604			5,050	8,606	1,585	7,021	41,268	2,267
15	242.4	43,800	10,619			1,669	1,669			5,369	8,950	1,671	7,279	48,548	2,267
16	252.1	43,800	11,043			1,735	1,735			5,694	9,308	1,761	7,547	55,529	
17	262.2	43,800	11,485			1,805	1,805			6,039	9,680	1,853	7,827	62,789	
18	272.7	43,800	11,945			1,877	1,877			6,396	10,068	1,948	8,120	70,339	
19	283.6	43,800	12,422			1,952	1,952			6,778	10,470	2,046	8,424	78,192	
20	295.0	43,800	12,919			2,030	2,030			7,186	10,889	2,149	8,735	86,359	
Total		876,000	182,599	10,200	0	28,694	38,894	23,800	11,424	74,118	108,481	22,122	86,359	86,359	

Source: JICA Study Team

62,649

45,264

NPV= 17,384

Case-W2

Cash Flow for Wind Power-20MW (Case-W2)

														1,700	
Plant Cap (MW)	Capacity Factor (%)	Escalation Rate	Plant Cost (\$000)	Inter- Connection Cost (\$000)	O/M Cost (\$/MWh)	% of Loan	Bank Loan (\$000)	Repayme nt Period (year)	Loan Interest Rate p.a	Tax Exemption (year)	Corporate Tax				
20	34%	4%	34,000		22	70%	23,800	10	8%	5	25%				
												NPV (\$000)	33,365		
												FIRR	31.9%		
												B/C	1.64		
Year	(a) Unit Price (\$/MWh)	(b) Generation (MWh)	(c) Operation Income (\$000)	d) Capital Cost (\$000)		e) O/M Cost (\$000)	f) Sub Total Cost (d+e)	(g) Loan (\$000)		(h) Total Cost (f+g) (\$000)	(i) Profit before Tax (c-h) (\$000)	(j) Corporate Tax (25%)	(k) Net Income (i- j) (\$000)	(l) Accumulated Income (\$000)	Depreciation (\$000)
0			0	5,100			5,100			5,100	-5,100	0	-5,100	-5,100	
0			0	5,100	0		5,100		952	6,052	-6,052	0	-6,052	-11,152	
1	140	59,568	8,340			1,310	1,310	2,380	1,904	5,594	2,745	0	2,745	-8,407	2,267
2	145.6	59,568	8,673			1,363	1,363	2,380	1,714	5,457	3,217	0	3,217	-5,190	2,267
3	151.4	59,568	9,020			1,417	1,417	2,380	1,523	5,321	3,699	0	3,699	-1,491	2,267
4	157.5	59,568	9,381			1,474	1,474	2,380	1,333	5,187	4,194	0	4,194	2,703	2,267
5	163.8	59,568	9,756			1,533	1,533	2,380	1,142	5,055	4,701	0	4,701	7,403	2,267
6	170.3	59,568	10,146			1,594	1,594	2,380	952	4,926	5,220	738	4,482	11,885	2,267
7	177.1	59,568	10,552			1,658	1,658	2,380	762	4,800	5,752	871	4,881	16,766	2,267
8	184.2	59,568	10,974			1,725	1,725	2,380	571	4,676	6,299	1,008	5,291	22,057	2,267
9	191.6	59,568	11,413			1,794	1,794	2,380	381	4,554	6,859	1,148	5,711	27,767	2,267
10	199.3	59,568	11,870			1,865	1,865	2,380	190	4,436	7,434	1,292	6,142	33,910	2,267
11	207.2	59,568	12,345			1,940	1,940			4,318	8,012	1,448	6,564	40,474	2,267
12	215.5	59,568	12,838			2,017	2,017			4,205	8,607	1,617	7,090	47,564	2,267
13	224.1	59,568	13,352			2,098	2,098			4,098	9,217	1,797	7,714	55,278	2,267
14	233.1	59,568	13,886			2,182	2,182			4,000	9,765	1,997	8,392	63,870	2,267
15	242.4	59,568	14,441			2,269	2,269			3,908	10,247	2,217	9,115	73,085	2,267
16	252.1	59,568	15,019			2,360	2,360			3,822	10,672	2,457	9,885	83,070	2,267
17	262.2	59,568	15,620			2,455	2,455			3,741	11,051	2,717	10,704	93,774	2,267
18	272.7	59,568	16,245			2,553	2,553			3,665	11,384	2,997	11,581	105,355	2,267
19	283.6	59,568	16,894			2,655	2,655			3,594	11,680	3,307	12,507	118,062	2,267
20	295.0	59,568	17,570			2,761	2,761			3,528	11,940	3,647	13,487	132,000	2,267
Total		1,191,360	248,335	10,200	0	39,024	49,224	23,800	11,424	84,448	163,887	33,454	130,433	130,433	

Source: JICA Study Team

85.203

51,837

NPV=

33,365

Case-W3

Cash Flow for Wind Power-20MW (Case-W3)

														1,600	
Plant Cap (MW)	Capacity Factor (%)	Escalation Rate	Plant Cost (\$000)	Inter- Connection Cost (\$000)	O/M Cost (\$/MWh)	% of Loan	Bank Loan (\$000)	Repayme nt Period (year)	Loan Interest Rate p.a	Tax Exemption (year)	Corporate Tax				
20	34%	4%	32,000		22	70%	22,400	10	8%	5	25%				
												NPV (\$000)	34,954		
												FIRR	34.5%		
												B/C	1.70		
Year	(a) Unit Price (\$/MWh)	(b) Generation (MWh)	(c) Operation Income (\$000)	d) Capital Cost (\$000)		e) O/M Cost (\$000)	f) Sub Total Cost (d+e)	(g) Loan (\$000)		(h) Total Cost (f+g) (\$000)	(i) Profit before Tax (c-h) (\$000)	(j) Corporate Tax (25%)	(k) Net Income (i- j) (\$000)	(l) Accumulated Income (\$000)	Depreciation (\$000)
0			0	4,800			4,800			4,800	-4,800	0	-4,800	-4,800	
0			0	4,800	0		4,800		896	5,696	-5,696	0	-5,696	-10,496	
1	140	59,568	8,340			1,310	1,310	2,240	1,792	5,342	2,997	0	2,997	-7,499	2,133
2	145.6	59,568	8,673			1,363	1,363	2,240	1,613	5,216	3,457	0	3,457	-4,042	2,133
3	151.4	59,568	9,020			1,417	1,417	2,240	1,434	5,091	3,929	0	3,929	-113	2,133
4	157.5	59,568	9,381			1,474	1,474	2,240	1,254	4,969	4,412	0	4,412	4,300	2,133
5	163.8	59,568	9,756			1,533	1,533	2,240	1,075	4,848	4,908	0	4,908	9,207	2,133
6	170.3	59,568	10,146			1,594	1,594	2,240	896	4,730	5,416	821	4,595	13,803	2,133
7	177.1	59,568	10,552			1,658	1,658	2,240	717	4,615	5,937	951	4,986	18,789	2,133
8	184.2	59,568	10,974			1,725	1,725	2,240	538	4,502	6,472	1,085	5,387	24,176	2,133
9	191.6	59,568	11,413			1,794	1,794	2,240	358	4,392	7,021	1,222	5,799	29,976	2,133
10	199.3	59,568	11,870			1,865	1,865	2,240	179	4,284	7,585	1,363	6,222	36,198	2,133
11	207.2	59,568	12,345			1,940	1,940			4,181	8,082	1,517	6,565	42,763	2,133
12	215.5	59,568	12,838			2,017	2,017			4,084	8,595	1,687	6,908	49,671	2,133
13	224.1	59,568	13,352			2,098	2,098			4,000	9,123	1,867	7,297	57,068	2,133
14	233.1	59,568	13,886			2,182	2,182			3,922	9,675	2,057	7,740	65,008	2,133
15	242.4	59,568	14,441			2,269	2,269			3,853	10,147	2,257	8,230	73,438	2,133
16	252.1	59,568	15,019			2,360	2,360			3,789	10,562	2,467	8,763	82,301	2,133
17	262.2	59,568	15,620			2,455	2,455			3,730	10,929	2,687	9,342	91,643	2,133
18	272.7	59,568	16,245			2,553	2,553			3,676	11,259	2,917	9,962	101,605	2,133
19	283.6	59,568	16,894			2,655	2,655			3,627	11,554	3,157	10,627	112,232	2,133
20	295.0	59,568	17,570			2,761	2,761			3,584	11,815	3,417	11,348	123,580	2,133
Total		1,191,360	248,335	9,600	0	39,024	48,624	22,400	10,752	81,776	166,559	34,005	132,554	132,554	

Source: JICA Study Team

85.203

50,249

NPV=

34,954

Case-S0

Cash Flow for PV Power-20MW (Case-S0)

															3,800		
Plant Cap (MW)	Capacity Factor (%)	Escalation Rate	Plant Cost (\$000)	Inter- Connection Cost (\$000)	O/M Cost (\$/MWh)	% of Loan	Bank Loan (\$000)	Repayme nt Period (year)	Loan Interest Rate p.a	Tax Exemption (year)	Corporate Tax						
20	18%	4%	76,000		4	70%	53,200	10	8%	5	25%						
												NPV (\$000)	-26,811				
												FIRR	1.7%				
												B/C	0.63				
Year	(a) Unit Price (\$/MWh)	(b) Generation (MWh)	(c) Operation Income (\$000)	d) Capital Cost (\$000)		e) O/M Cost (\$000)	f) Sub Total Cost (d+e)	(g) Loan (\$000)		(h) Total Cost (f+g) (\$000)	(i) Profit before Tax (c-h) (\$000)	(j) Corporate Tax (25%)	(k) Net Income (i- j) (\$000)	(l) Accumulated Income (\$000)	Depreciation (\$000)		
0			0	11,400			11,400			11,400	-11,400	0	-11,400	-11,400			
0			0	11,400			11,400		2,128	13,528	-13,528	0	-13,528	-24,928			
1	140	31,536	4,415			126	126	5,320	4,256	9,702	-5,287	0	-5,287	-30,215	5,067		
2	145.6	31,536	4,592			131	131	5,320	3,830	9,282	-4,690	0	-4,690	-34,905	5,067		
3	151.4	31,536	4,775			136	136	5,320	3,405	8,861	-4,086	0	-4,086	-38,991	5,067		
4	157.5	31,536	4,966			142	142	5,320	2,979	8,441	-3,475	0	-3,475	-42,466	5,067		
5	163.8	31,536	5,165			148	148	5,320	2,554	8,021	-2,856	0	-2,856	-45,322	5,067		
6	170.3	31,536	5,372			153	153	5,320	2,128	7,601	-2,230	0	-2,230	-47,552	5,067		
7	177.1	31,536	5,586			160	160	5,320	1,702	7,182	-1,596	0	-1,596	-49,147	5,067		
8	184.2	31,536	5,810			166	166	5,320	1,277	6,763	-953	0	-953	-50,100	5,067		
9	191.6	31,536	6,042			173	173	5,320	851	6,344	-302	0	-302	-50,402	5,067		
10	199.3	31,536	6,284			180	180	5,320	426	5,925	359	0	359	-50,043	5,067		
11	207.2	31,536	6,535			187	187			187	6,349	320	6,028	-44,015	5,067		
12	215.5	31,536	6,797			194	194			194	6,603	384	6,219	-37,796	5,067		
13	224.1	31,536	7,069			202	202			202	6,867	450	6,417	-31,380	5,067		
14	233.1	31,536	7,351			210	210			210	7,141	519	6,623	-24,757	5,067		
15	242.4	31,536	7,645			218	218			218	7,427	590	6,837	-17,920	5,067		
16	252.1	31,536	7,951			227	227			227	7,724	1,931	5,793	-12,127			
17	262.2	31,536	8,269			236	236			236	8,033	2,008	6,025	-6,102			
18	272.7	31,536	8,600			246	246			246	8,354	2,089	6,266	163			
19	283.6	31,536	8,944			256	256			256	8,689	2,172	6,516	6,680			
20	295.0	31,536	9,302			266	266			266	9,036	2,259	6,777	13,457			
Total		630,720	131,471	22,800		3,756	26,556	53,200	25,536	105,292	26,179	12,722	13,457	13,457			

Source: JICA Study Team

Case-S1

Cash Flow for PV Power-20MW (Case-S1)

															2,700		
Plant Cap (MW)	Capacity Factor (%)	Escalation Rate	Plant Cost (\$000)	Inter- Connection Cost (\$000)	O/M Cost (\$/MWh)	% of Loan	Bank Loan (\$000)	Repayme nt Period (year)	Loan Interest Rate p.a	Tax Exemption (year)	Corporate Tax						
20	18%	4%	54,000		4	70%	37,800	10	8%	5	25%						
												NPV (\$000)	-7,518				
												FIRR	6.9%				
												B/C	0.86				
Year	(a) Unit Price (\$/MWh)	(b) Generation (MWh)	(c) Operation Income (\$000)	d) Capital Cost (\$000)		e) O/M Cost (\$000)	f) Sub Total Cost (d+e)	(g) Loan (\$000)		(h) Total Cost (f+g) (\$000)	(i) Profit before Tax (c-h) (\$000)	(j) Corporate Tax (25%)	(k) Net Income (i- j) (\$000)	(l) Accumulated Income (\$000)	Depreciation (\$000)		
0			0	8,100			8,100			8,100	-8,100	0	-8,100	-8,100			
0			0	8,100			8,100		1,512	9,612	-9,612	0	-9,612	-17,712			
1	140	31,536	4,415			126	126	3,780	3,024	6,930	-2,515	0	-2,515	-20,227	3,600		
2	145.6	31,536	4,592			131	131	3,780	2,722	6,633	-2,041	0	-2,041	-22,268	3,600		
3	151.4	31,536	4,775			136	136	3,780	2,419	6,336	-1,560	0	-1,560	-23,829	3,600		
4	157.5	31,536	4,966			142	142	3,780	2,117	6,039	-1,072	0	-1,072	-24,901	3,600		
5	163.8	31,536	5,165			148	148	3,780	1,814	5,742	-577	0	-577	-25,478	3,600		
6	170.3	31,536	5,372			153	153	3,780	1,512	5,445	-74	0	-74	-25,552	3,600		
7	177.1	31,536	5,586			160	160	3,780	1,210	5,149	437	0	437	-25,115	3,600		
8	184.2	31,536	5,810			166	166	3,780	907	4,853	957	0	957	-24,158	3,600		
9	191.6	31,536	6,042			173	173	3,780	605	4,557	1,485	0	1,485	-22,673	3,600		
10	199.3	31,536	6,284			180	180	3,780	302	4,262	2,022	0	2,022	-20,651	3,600		
11	207.2	31,536	6,535			187	187			187	6,349	687	5,661	-14,990	3,600		
12	215.5	31,536	6,797			194	194			194	6,603	751	5,852	-9,138	3,600		
13	224.1	31,536	7,069			202	202			202	6,867	817	6,050	-3,088	3,600		
14	233.1	31,536	7,351			210	210			210	7,141	885	6,256	3,168	3,600		
15	242.4	31,536	7,645			218	218			218	7,427	957	6,470	9,639	3,600		
16	252.1	31,536	7,951			227	227			227	7,724	1,931	5,793	15,432			
17	262.2	31,536	8,269			236	236			236	8,033	2,008	6,025	21,456			
18	272.7	31,536	8,600			246	246			246	8,354	2,089	6,266	27,722			
19	283.6	31,536	8,944			256	256			256	8,689	2,172	6,516	34,239			
20	295.0	31,536	9,302			266	266			266	9,036	2,259	6,777	41,016			
Total		630,720	131,471	16,200		3,756	19,956	37,800	18,144	75,900	55,571	14,556	41,016	41,016			

Source: JICA Study Team

Case-S2

Cash Flow for PV Power-20MW (Case-S2)

2,700

Plant Cap (MW)	Capacity Factor (%)	Escalation Rate	Plant Cost (\$000)	Inter-Connection Cost (\$000)	O/M Cost (\$/MWh)	% of Loan	Bank Loan (\$000)	Repayment Period (year)	Loan Interest Rate p.a	Tax Exemption (year)	Corporate Tax
20	25%	4%	54,000		4	70%	37,800	10	8%	5	25%

NPV (\$000)	7,889
FIRR	13.2%
B/C	1.14

Year	(a) Unit Price (\$/MWh)	(b) Generation (MWh)	(c) Operation Income (\$000)	d) Capital Cost (\$000)		e) O/M Cost (\$000)	f) Sub Total Cost (d+e)	(g) Loan (\$000)		(h) Total Cost (f+g) (\$000)	(i) Profit before Tax (c-h) (\$000)	(j) Corporate Tax (25%)	(k) Net Income (i-j) (\$000)	(l) Accumulated Income (\$000)	Depreciation (\$000)
				Power Plant	Inter-Connection Cost			Principal Repayment	Interest						
0			0	8,100			8,100			8,100	-8,100	0	-8,100	-8,100	
0			0	8,100		0	8,100		1,512	9,612	-9,612	0	-9,612	-17,712	
1	140	43,800	6,132			175	175	3,780	3,024	6,979	-847	0	-847	-18,559	3,600
2	145.6	43,800	6,377			182	182	3,780	2,722	6,684	-307	0	-307	-18,866	3,600
3	151.4	43,800	6,632			189	189	3,780	2,419	6,389	244	0	244	-18,622	3,600
4	157.5	43,800	6,898			197	197	3,780	2,117	6,094	804	0	804	-17,818	3,600
5	163.8	43,800	7,174			205	205	3,780	1,814	5,799	1,374	0	1,374	-16,444	3,600
6	170.3	43,800	7,461			213	213	3,780	1,512	5,505	1,955	0	1,955	-14,489	3,600
7	177.1	43,800	7,759			222	222	3,780	1,210	5,211	2,548	0	2,548	-11,941	3,600
8	184.2	43,800	8,069			231	231	3,780	907	4,918	3,152	0	3,152	-8,789	3,600
9	191.6	43,800	8,392			240	240	3,780	605	4,625	3,767	42	3,726	-5,064	3,600
10	199.3	43,800	8,728			249	249	3,780	302	4,332	4,396	199	4,197	-867	3,600
11	207.2	43,800	9,077			259	259			259	8,818	1,304	7,513	6,646	3,600
12	215.5	43,800	9,440			270	270			270	9,170	1,393	7,778	14,424	3,600
13	224.1	43,800	9,818			281	281			281	9,537	1,484	8,053	22,477	3,600
14	233.1	43,800	10,210			292	292			292	9,919	1,580	8,339	30,816	3,600
15	242.4	43,800	10,619			303	303			303	10,315	1,679	8,636	39,452	3,600
16	252.1	43,800	11,043			316	316			316	10,728	2,682	8,046	47,498	
17	262.2	43,800	11,485			328	328			328	11,157	2,789	8,368	55,866	
18	272.7	43,800	11,945			341	341			341	11,603	2,901	8,702	64,568	
19	283.6	43,800	12,422			355	355			355	12,067	3,017	9,051	73,619	
20	295.0	43,800	12,919			369	369			369	12,550	3,138	9,413	83,031	
Total		876,000	182,599	16,200	0	5,217	21,417	37,800	18,144	77,361	105,238	22,207	83,031	83,031	

Source: JICA Study Team

62,649

54,760

NPV=

7,889

Case-S3

Cash Flow for PV Power-20MW (Case-S3)

1,600

Plant Cap (MW)	Capacity Factor (%)	Escalation Rate	Plant Cost (\$000)	Inter-Connection Cost (\$000)	O/M Cost (\$/MWh)	% of Loan	Bank Loan (\$000)	Repayment Period (year)	Loan Interest Rate p.a	Tax Exemption (year)	Corporate Tax
20	25%	4%	32,000		4	70%	22,400	10	8%	5	25%

NPV (\$000)	25,745
FIRR	27.8%
B/C	1.70

Year	(a) Unit Price (\$/MWh)	(b) Generation (MWh)	(c) Operation Income (\$000)	d) Capital Cost (\$000)		e) O/M Cost (\$000)	f) Sub Total Cost (d+e)	(g) Loan (\$000)		(h) Total Cost (f+g) (\$000)	(i) Profit before Tax (c-h) (\$000)	(j) Corporate Tax (25%)	(k) Net Income (i-j) (\$000)	(l) Accumulated Income (\$000)	Depreciation (\$000)
				Power Plant	Inter-Connection Cost			Principal Repayment	Interest						
0			0	4,800			4,800			4,800	-4,800	0	-4,800	-4,800	
0			0	4,800		0	4,800		896	5,696	-5,696	0	-5,696	-10,496	
1	140	43,800	6,132			175	175	2,240	1,792	4,207	1,925	0	1,925	-8,571	2,133
2	145.6	43,800	6,377			182	182	2,240	1,613	4,035	2,342	0	2,342	-6,229	2,133
3	151.4	43,800	6,632			189	189	2,240	1,434	3,863	2,769	0	2,769	-3,460	2,133
4	157.5	43,800	6,898			197	197	2,240	1,254	3,691	3,206	0	3,206	-253	2,133
5	163.8	43,800	7,174			205	205	2,240	1,075	3,520	3,653	0	3,653	3,400	2,133
6	170.3	43,800	7,461			213	213	2,240	896	3,349	4,111	495	3,617	7,017	2,133
7	177.1	43,800	7,759			222	222	2,240	717	3,178	4,580	612	3,969	10,985	2,133
8	184.2	43,800	8,069			231	231	2,240	538	3,008	5,061	732	4,329	15,315	2,133
9	191.6	43,800	8,392			240	240	2,240	358	2,838	5,554	855	4,699	20,013	2,133
10	199.3	43,800	8,728			249	249	2,240	179	2,669	6,059	981	5,078	25,091	2,133
11	207.2	43,800	9,077			259	259			259	8,818	1,671	7,146	32,238	2,133
12	215.5	43,800	9,440			270	270			270	9,170	1,759	7,411	39,649	2,133
13	224.1	43,800	9,818			281	281			281	9,537	1,851	7,686	47,335	2,133
14	233.1	43,800	10,210			292	292			292	9,919	1,946	7,972	55,307	2,133
15	242.4	43,800	10,619			303	303			303	10,315	2,045	8,270	63,577	2,133
16	252.1	43,800	11,043			316	316			316	10,728	2,682	8,046	71,623	
17	262.2	43,800	11,485			328	328			328	11,157	2,789	8,368	79,990	
18	272.7	43,800	11,945			341	341			341	11,603	2,901	8,702	88,693	
19	283.6	43,800	12,422			355	355			355	12,067	3,017	9,051	97,743	
20	295.0	43,800	12,919			369	369			369	12,550	3,138	9,413	107,156	
Total		876,000	182,599	9,600	0	5,217	14,817	22,400	10,752	47,969	134,630	27,474	107,156	107,156	

Source: JICA Study Team

62,649

36,904

NPV=

25,745

Apéndice - S

Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Tabla S.1 Condición del Estimado de Costo (Ejemplo)

Área de Captación	<i>A</i>	km ²	424.0	
Descarga firme	<i>Q_{fm}</i>	m ³ /s	1.20	Q90% de curva de duración de caudal
Descarga de diseño de toma	<i>Q_d</i>	m ³ /s	8.79	Parámetro
Descarga máxima planta	<i>Q_{max}</i>	m ³ /s	8.79	Q _d = Q _{max}
Nivel Agua Toma	<i>IWL</i>	m		Del Mapa Topog.
Nivel Agua Salida	<i>TWL</i>	m		Del Mapa Topog.
Caída Bruta	<i>H_g</i>	m	57	H _g =IWL - TWL
Longitud Canal Alimentación	<i>L1</i>	m	2,600	Del Mapa Topog.
Longitud Tubería a Presión	<i>L2</i>	m	290	Del Mapa Topog.
Longitud Canal Descarga	<i>L3</i>	m	10	(asumido)
Factor pérdida caída para canal alimentación	<i>a</i>	-	0.0002	1/1,000 para túnel, 1/5.000 para canal abierto
Factor pérdida caída para tubería a presión	<i>b</i>	-	0.0050	asumido 1/200
Factor pérdida caída para canal descarga	<i>c</i>	-	0.0002	1/1,000 para túnel, 1/5.000 para canal abierto
Otras pérdidas caída	<i>Dh</i>	m	0.00	(asumido)
Pérdida total de caída	<i>H_I</i>	m	1.97	H _I = a*L1 + b*L2 + c*L3 + DL
Caída efectiva	<i>H_e</i>	m	55.43	H _e = H _g - H _I
Eficiencia combinada de la máxima potencia	<i>η</i>	-	87.5%	h = ht * hg
Potencia Máxima	<i>P_{max}</i>	kW	4,175	P=9.8*Q _d *H _e *hr*ht
Eficiencia Combinada de Potencia Firme	<i>ηφ</i>	-	59%	h = ht * hg
Potencia Firme	<i>P_f</i>	kW	385	Q90%
Número de Unidades de Turbina	<i>n</i>	nos	2	IF(P _{max} >=1000, 2, 1)
Línea de Transmisión		km	3.00	(asumido)
Calle de Acceso (Grava Pavimentada, W=4m)		km	2.00	(asumido)

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Tabla S.2 Estimación de Costo de Obras Civiles (Ejemplo) (1/2)

Obras Civiles y Costo de Materiales	Unidad	Cant.	Precio Unit. (US\$)	Notas	Cantidad (US\$)
Trabajo Preliminar / General y Diario	L.S.	-	10.0%	% de Costo Obra Civil	972,000
Obra de Toma					260,800
Descarga máxima de planta <i>Q_{max}</i>	m ³ /s	8.8			
Altura Toma/Presa <i>H_d</i>	m	2.0		asumido	
* Ancho Cresta <i>Li</i>	m	62.2	US\$/m3	$Li = Q_{max} * 198 / Hd^{2.7}$	
Área de Captación <i>A</i>	km ²	424.0		Del Mapa Topog.	
Coefficiente Regional para Inund <i>a</i>	-	17.0		a=17-84	
Inundación de Diseño <i>Q_f</i>	m ³ /s	1,490		asumido, $Q_f = (a * A^{0.05} - 1) * A$	
Volumen de Excavación (Roca) <i>V_e</i>	m ³	2,100	US\$/m3	$Ve = 8.69 * (Hd^{0.5} * Li)^{1.14}$	7,200
Vol. Compart Estanco Temp. <i>V_{sd}</i>	m ³	400	US\$/m3	$Vsd = Li * Hd * 3m$	6,600
Volumen de Concreto <i>V_c</i>	m ³	700	US\$/m3	$Vc = 16.1 * (Hd^{0.5} * Li)^{0.695}$	173,200
(Peso del Cemento) <i>W_c</i>	ton	290		$Wc = Vc * 8.3 \text{ bolsa} * 50 \text{ kg/bolsa (Clase:A)}$	
(Peso de Alambre de Fijación) <i>W_w</i>	ton	5.8		$Ww = Wc * 2\%$	
(Peso de la Arena) <i>W_s</i>	ton	739		$Ws = Vc * 0.48 \text{ m}^3 * 2200 \text{ kg/m}^3 \text{ (Clase:A)}$	
(Peso de Grava/Piedra) <i>W_a</i>	ton	1,232		$Wa = Vc * 0.8 \text{ m}^3 * 2200 \text{ kg/m}^3 \text{ (Clase:A)}$	
Peso de Varilla de Refuerzo <i>W_r</i>	ton	6.0	US\$/ton	$Wr = 0.0274 * Vc^{0.830}$	13,600
Otros	L.S.	-		30% de los costos anteriores	60,200
Toma					179,300
Descarga Toma de Diseño <i>Q_d</i>	m ³ /s	8.79			
Velocidad Entrada Diseño <i>V</i>	m/s	1.40		asumido	
Diámetro de Toma <i>Di</i>	m	2.39		$Di = SQRT(4 * Ac / (\pi * V))$	
Volumen de Excavación <i>V_e</i>	m ³	820	US\$/m3	$Ve = 171 * (R * Q)^{0.666}$, $R = D/2$	3,300
Volumen de Concreto <i>V_c</i>	m ³	440	US\$/m3	$Vc = 147 * (R * Q)^{0.470}$	104,100
(Peso del Cemento) <i>W_c</i>	ton	150.0		$Wc = Vc * 6.8 \text{ bolsa} * 50 \text{ kg/bolsa (Clase:B)}$	
(Peso de Alambre de Fijación) <i>W_w</i>	ton	3.00		$Ww = Wc * 2\%$	
(Peso de la Arena) <i>W_s</i>	ton	523		$Ws = Vc * 0.54 \text{ m}^3 * 2200 \text{ kg/m}^3 \text{ (Clase:B)}$	
(Peso de Grava/Piedra) <i>W_a</i>	ton	794		$Wa = Vc * 0.82 \text{ m}^3 * 2200 \text{ kg/m}^3 \text{ (Clase:B)}$	
Peso de Varilla de Refuerzo <i>W_r</i>	ton	15.9	US\$/ton	$Wr = 0.0145 * Vc^{1.15}$	36,000
Otros	L.S.	-		25% de los costos anteriores	35,900
Desarenador					535,400
Descarga máxima de planta <i>Q_{max}</i>	m ³ /s	8.79			
Volumen de Excavación <i>V_e</i>	m ³	5,300	US\$/m3	$Ve = 515 * Q_{max}^{1.07}$	20,900
* Volumen de Concreto <i>V_c</i>	m ³	1,300	US\$/m3	$Vc = 169 * (Qd)^{0.936}$	307,400
(Peso del Cemento) <i>W_c</i>	ton	215.0		$Wc = Vc * 3.3 \text{ bolsa} * 50 \text{ kg/bolsa (mamostería piedra 1:4)}$	
(Peso de Alambre de Fijación) <i>W_w</i>	ton	4.30		$Ww = Wc * 2\%$	
(Peso de la Arena) <i>W_s</i>	ton	1,420		$Ws = Vc * 0.496 \text{ m}^3 * 2200 \text{ kg/m}^3 \text{ (mamostería piedra 1:4)}$	
(Peso de Grava/Piedra) <i>W_a</i>	ton	3,430		$Wa = Vc * 1.2 \text{ m}^3 * 2200 \text{ kg/m}^3 \text{ (mamostería piedra 1:4)}$	
Peso de Varilla de Refuerzo <i>W_r</i>	ton	52.1	US\$/ton	$Wr = 0.120 * Vc^{0.847}$	117,800
Otros	L.S.	-		20% de los costos anteriores	89,300
Canal de Alimentación					1,339,200
Longitud de Canal Alimentación <i>L_c</i>	m	2,600		Del Mapa Topog.	
Velocidad Caudal Canal Alimen <i>vc</i>	m/s	2.5		(Canal Abierto o Canal Entubado = 2 ~ 3 m/s)	
Área de Agua (Sección Transve <i>Ac</i>	m ²	3.52		Q_{max} / vc	
Espesor pared concreto <i>tc</i>	m	0.00		asumido	
* Diámetro Tubería (si es Canal E <i>D_c</i>	mm	1,338		(si es canal entubado) $Dc = SQRT(4 * Ac / (\pi * vc))$	
* Peso Tubería (si Canal Entubado <i>W_p</i>	ton	80.00	-	$Wp [kg] = (0.0227x + 0.022) * L$	
Volumen de Excavación <i>V_e</i>	m ³	59,790	US\$/m3	$Ve = 6.22 * (Ac)^{1.04} * Lc$	235,000
Volumen de Concreto <i>V_c</i>	m ³	0	US\$/m3	$Vc = (H * tc^2 + (B + 2 * tc) * tc) * Lc$	0
(Peso del Cemento) <i>W_c</i>	ton	0		$Wc = Vc * 3.3 \text{ bolsa} * 50 \text{ kg/bolsa (mamostería piedra 1:4)}$	
(Peso de Alambre de Fijación) <i>W_w</i>	ton	0.00		$Ww = Wc * 2\%$	
(Peso de la Arena) <i>W_s</i>	ton	0		$Ws = Vc * 0.496 \text{ m}^3 * 2200 \text{ kg/m}^3 \text{ (mamostería piedra 1:4)}$	
(Peso de Grava/Piedra) <i>W_a</i>	ton	0		$Wa = Vc * 1.2 \text{ m}^3 * 2200 \text{ kg/m}^3 \text{ (mamostería piedra 1:4)}$	
Peso de Varilla de Refuerzo <i>W_r</i>	ton	0	US\$/ton	$Wr = 0.577 * (Vc * L)^{0.888} * Lc$	0
* Costo Material Tubería	m	2,600	US\$/m	$[US$/m] = 0.0916 * Dp + 0.0233$	881,000
Otros	L.S.	-		20% de los costos anteriores	223,200

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Tabla S.2 Estimación de Costo de Obras Civiles (Ejemplo) (2/2)

	Unidad	Cant.	Precio Unit. (US\$)	Notas	Cantidad (US\$)		
Tanque Caída					477,000		
Volumen de Excavación	<i>Ve</i>	m3	3,680	US\$/m3	3.93	$Ve=808*Q_{max}^{0.697}$	14,500
* Volumen de Concreto	<i>Vcf</i>	m3	930	US\$/m3	236.40	$Vc=197*Q_{max}^{0.716}$	219,900
(Peso del Cemento)	<i>We</i>	ton	317			$Wc=Vc * 6.8bolsa * 50kg/bolsa$ (Clase:B)	
(Peso de Alambre de Fijación)	<i>Ww</i>	ton	6.34			$Ww=Wc*2\%$	
(Peso de la Arena)	<i>Ws</i>	ton	1,105			$Ws=Vc * 0.54m3 * 2200kg/m3$ (Clase:B)	
(Peso de Grava/Piedra)	<i>Wa</i>	ton	1,680			$Wa=Vc * 0.82m3 * 2200kg/m3$ (Clase:B)	
Peso de Varilla de Refuerzo	<i>Wr</i>	ton	47.0	US\$/ton	2,260	$Wr=0.051*Vc$	106,300
Otros	L.S.	-				40% de los costos anteriores	136,300
Tubería a Presión					644,000		
Veloc. Diseño Caudal Tub. Pres	<i>Vp</i>	m	3.0	-	-	(<i>Vp</i> prom.=2 ~ 4 m/s)	
Diám. Int. Tubería a Presión	<i>Dp</i>	m	1.90	-	-	$Dp=(4*Qd / (pi*Vt))^{1/2}$	
Aspeza Tubería Presión	<i>np</i>	mm	0.01			asumida	
Caída Efectiva	<i>He</i>	m	55.43			de perfil canal de agua	
Espesor Tubería Acero	<i>Tp</i>	mm	6	-	-	$Tp=0.0362*Hg*Dp+2$	
Longitud Tubería Presión	<i>Lp</i>	m	290.0	-	-	Del Mapa Topog.	
Volumen de Excavación	<i>Ve</i>	m3	7,500	US\$/m3	3.93	$Ve=10.9*Dp^{1.33}*Lp$	29,500
Volumen de Concreto	<i>Vc</i>	m3	1,830	US\$/m3	236.40	$Vc=2.14*Dp^{1.68}*Lp$	432,600
(Peso del Cemento)	<i>We</i>	ton	620			$Wc=Vc * 6.8bolsa * 50kg/bolsa$ (Clase:B)	
(Peso de Alambre de Fijación)	<i>Ww</i>	ton	12.40			$Ww=Wc*2\%$	
(Peso de la Arena)	<i>Ws</i>	ton	1,860			$Ws=Vc * 0.46m3 * 2200kg/m3$ (Clase:B)	
(Peso de Grava/Piedra)	<i>Wa</i>	ton	3,300			$Wa=Vc * 0.82m3 * 2200kg/m3$ (Clase:B)	
Peso de Varilla de Refuerzo	<i>Wr</i>	ton	33.0	US\$/ton	2,260	$Wr=0.018*Vc$	74,600
Otros	L.S.	-				20% de los costos anteriores	107,300
Descarga					231,500		
Diám. Int. Tubería Descarga	<i>Ds</i>	m	0.85	-	-	$Ds=Dp * 50\%$	
Longitud Descarga	<i>Ls</i>	m	290.0	-	-	(asumido instalada paralela a tubería a presión)	
Volumen de Excavación	<i>Ve</i>	m3	2,160	US\$/m3	3.93	$Ve=9.87 * Ds^{1.69} * Ls$	8,500
Volumen de Concreto	<i>Vc</i>	m3	610	US\$/m3	236.40	$Vc=2.78 * Ds^{1.70} * Ls$	144,300
(Peso del Cemento)	<i>We</i>	ton	101.0			$Wc=Vc * 3.3bolsa * 50kg/bolsa$ (mampostería piedra 1:4)	
(Peso de Alambre de Fijación)	<i>Ww</i>	ton	2.02			$Ww=Wc*2\%$	
(Peso de la Arena)	<i>Ws</i>	ton	666			$Ws=Vc * 0.496m3 * 2200kg/m3$ (mampostería piedra 1:4)	
(Peso de Grava/Piedra)	<i>Wa</i>	ton	1,611			$Wa=Vc * 1.2m3 * 2200kg/m3$ (mampostería piedra 1:4)	
Peso de Varilla de Refuerzo	<i>Wr</i>	ton	17.7	US\$/ton	2,260	$Wr=0.029 * Vc$	40,100
Otros	L.S.	-				20% de los costos anteriores	38,600
Casa de Máquinas					913,300		
Número de Unidades	<i>n</i>	nos	2	unit	-		
Volumen de Excavación	<i>Ve</i>	m3	4,300	US\$/m3	3.93	$Ve=97.8*\{Q*He^{(2/3)*n^{(1/2)}}\}^{0.727}$	16,900
Volumen de Concreto	<i>Vc</i>	m3	1,700	US\$/m3	236.40	$Vc=28.1*\{Q*He^{(2/3)*n^{(1/2)}}\}^{0.795}$	401,900
(Peso del Cemento)	<i>We</i>	ton	281			$Wc=Vc * 3.3bolsa * 50kg/bolsa$ (mampostería piedra)	
(Peso de Alambre de Fijación)	<i>Ww</i>	ton	5.62			$Ww=Wc*2\%$	
(Peso de la Arena)	<i>Ws</i>	ton	1,860			$Ws=Vc * 0.496m3 * 2200kg/m3$ (mampostería piedra)	
(Peso de Grava/Piedra)	<i>Wa</i>	ton	4,490			$Wa=Vc * 1.2m3 * 2200kg/m3$ (mampostería piedra 1:4)	
Peso de Varilla de Refuerzo	<i>Wr</i>	ton	114	US\$/ton	2,260	$Wr=0.046*Vc^{1.05}$	257,700
Otros	L.S.	-				35% de los costos anteriores	236,800
Canal de Descarga					78,500		
Radio Canal de Agua	<i>R</i>	m	1.10			asumido	
Volumen de Excavación	<i>Ve</i>	m3	1,200	US\$/m3	3.93	$Ve=395 * (R*Q)^{0.479}$	4,700
Volumen de Concreto	<i>Vc</i>	m3	191	US\$/m3	236.40	$Vc=40.4 * (R*Q)^{0.684}$	45,200
(Peso del Cemento)	<i>We</i>	ton	31.5			$Wc=Vc * 3.3bolsa * 50kg/bolsa$ (mampostería piedra)	
(Peso de Alambre de Fijación)	<i>Ww</i>	ton	0.63			$Ww=Wc*2\%$	
(Peso de la Arena)	<i>Ws</i>	ton	208			$Ws=Vc * 0.496m3 * 2200kg/m3$ (mampostería piedra)	
(Peso de Grava/Piedra)	<i>Wa</i>	ton	504			$Wa=Vc * 1.2m3 * 2200kg/m3$ (mampostería piedra 1:4)	
Peso de Varilla de Refuerzo	<i>Wr</i>	ton	6.8	US\$/ton	2,260	$Wr=0.278 * Vc^{0.61}$	15,500
Otros	L.S.	-				20% de los costos anteriores	13,100
Paso de Acceso/ Construcción Carretera					400,000		
Calle Acceso (Grava Pavim., W=4m)		km	2.0	US\$/km	200,000	Del Mapa Topog.	400,000
						Subtotal	6,031,000

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Tabla S.3 Estimación de Costo de Equipos Hidráulicos y Electro-Mecánicos (Ejemplo)

Equipo Hidráulico y Costo Materiales	Unidad	Cant.	Precio Unit. (US\$)	Notas	Cantidad (US\$)	
Obra de Toma					50,600	
Peso de Compuerta	Wg	ton	23.0	US\$/ton 2,200	$W_g=0.145*Q^F^{0.692}$	50,600
Toma					107,400	
Peso de Compuerta	Wg	ton	44.5	US\$/ton 2,200	$W_g=12.7*(R*Q)^{0.533}$, $R=Di/2$	97,900
Peso de Zaranda	Ws	ton	2.8	US\$/ton 3,390	$W_s=0.701*(R*Q)^{0.582}$, $R=Di/2$	9,500
Desarenador					24,400	
Peso de Compuerta	Wg	ton	3.5	US\$/ton 2,200	$W_g=0.910*Q_{max}^{0.613}$	7,700
Peso de Zaranda	Ws	ton	4.9	US\$/ton 3,390	$W_s=0.879*Q_{max}^{0.785}$	16,700
Tubería a Presión					318,700	
Peso de Tubería	Wp	ton	94.0	US\$/ton 3,390	$W_p [ton]=7.85*pi*D_p*T_p/1000*1.15*L$	318,700
Compuerta Salida					0	
Peso de Compuerta	Wo	ton	-	US\$/ton 2,200	$W_o=0.910*Q_{max}^{0.613}$	-
Otros					100,000	
	L.S.	-			20%	100,000
Subtotal					601,100	

Equipo Electro-Mecánico	Unidad	Cant.	Precio Unit. (US\$)	Notas	Cantidad (US\$)	
Equipo Electro-Mecánico (Turbina y Generador)	kW	4,175	US\$/kW	600	$Costo [mill.US\$] = 0.7452 * P [mW]^{0.8546}$	2,505,000
Transmisión Mecánica	kW	4,175	US\$/kW	-	incluida en costo de turbina y generador	0
Generador	kW	4,175	US\$/kW	-	incluida en costo de turbina y generador	0
Controlador	nos.	2	US\$/set	24,000	$Costo = 23867 * (No. turbinas)$	48,000
Cubículo Tablero Interruptores	kW	4,175	US\$/kW	39.28	incluido en costo turbina	164,000
Piezas Repuesto Obligatorias	kW	4,175	US\$/kW	39.28	$Costo = 15.484*P + 3589$	164,000
Misceláneos	kW	4,175	US\$/kW	16.29	$Costo = 4.3077*P + 1355.1$	68,000
Montaje, Prueba, Puesta en Marcha y Capacitación	kW	4,175	US\$/kW	55.81	$Costo = 51.824*P + 16269$	233,000
Subtotal					3,182,000	

Línea de Transmisión	Unidad	Cant.	Precio Unit. (US\$)	Notas	Cantidad (US\$)	
Línea de Transmisión	km	3.00	US\$/km	50,000	Línea de distribución a 13.2 kV ó 46 kV (menos 5 MW)	150,000
Subtotal					150,000	

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Tabla S.4 Costo Estimado Total de Construcción (Ejemplo)

Descripción	Costo Estimado US\$	Nota
I. Trabajos Preparatorios		
(1) Calle de Acceso	400,000	
(2) Campamento e Instalación	291,200	5.0% * (3 Obra Civil)
Subtotal	691,200	
2. Costo Mitigación Ambiental	58,200	1.0% * (3 Obra Civil)
3. Obras Civiles		
(1) Obra de Toma	260,800	
(2) Toma	179,300	
(3) Desarenador	535,400	
(4) Canal de alimentación	1,339,200	
(5) Tanque de caída	477,000	
(6) Tubería a presión	644,000	
(7) Descarga	231,500	
(8) Casa de Máquinas	913,300	
(9) Canal de descarga	-	
(10) Canal de descarga	78,500	
(11) Obras Varias	1,164,800	25.0% * ((1)-(10))
Subtotal	5,824,000	
4. Equipo Hidráulico		
(1) Compuerta y Zaranda	282,400	
(2) Tubería a presión	318,700	
Subtotal	601,000	
5. Equipo Electromecánico	3,182,000	
6. Línea de Transmisión	150,000	
Costo Directo	10,506,400	1+2+3+4+5+6
7. Honorarios Administración e Ingeniería	315,000	3.0% * Costo Directo
8. Contingencia	105,000	1.0% * Costo Directo
Total	10,926,400	

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Tabla S.5 Ejemplo de Análisis Financiero (Sin Préstamo Bancario)

Cap Planta (MW)	Energía (MWh/año)	Factor Operación (%)	Tasa de Escalación	Costo Planta (\$000)	Costo O/M	Seguro	Tasa Descuento	Salarios operadores	Persona (s)	Costo unitario (US\$/mes)
4.175	17,688	48%	4%	10,926	5%	1.50	10%	Ingenieros	1	\$1,800/month
								Operadores	2	\$500/month
								Guardias	2	\$400/month
								Resident man	1	\$500/month

Año	Precio Unitario (\$/MWh)	Generación (MWh/year)	Ingresos Operación (x1000 US\$)	Costo Capital Planta Generadora (\$000)	Costo O/M (\$000)	Insurance Seguros (\$000)	Depreciación (x1000 US\$)	Costo Subtotal (d-g) (\$000)	Utilidad Bruta (x1000 US\$)	Salarios operadores, ingenieros, guardias, etc.. (x1000 US\$)	Impuestos de Arcadia (x1000 US\$)	Anualidad SICET (x1000 US\$)	Registro Comercial (CNR) (x1000 US\$)
	a (4%)	b	c=a*b	d	e=c*5%+b*0.35	f=Plant Cost*1.5/1000 (98% per year)	g=Plant Cost/50	h=sum(d-e)	i=c-h	j=(1800+2*500+2*400+500)*12* (105%)	k=0.00216*plant cost	l=b*0.51	m=Plant Cost/100,000* 11.43
0			0.0	-5,463									
0			0.0	-5,463									
1	140.00	17,688.0	2,476.3		130.0	16.4	218.5	364.9	2,111.4	49.2	23.6	9.0	1,249
2	145.60	17,688.0	2,575.4		135.0	16.1	218.5	369.5	2,205.8	51.2	23.6	9.0	1,249
3	151.42	17,688.0	2,678.4		140.1	15.7	218.5	374.4	2,304.0	53.2	23.6	9.0	1,249
4	157.48	17,688.0	2,785.5		145.5	15.4	218.5	379.4	2,406.1	55.3	23.6	9.0	1,249
5	163.78	17,688.0	2,896.9		151.0	15.1	218.5	384.7	2,512.3	57.6	23.6	9.0	1,249
6	170.33	17,688.0	3,012.8		156.8	14.8	218.5	390.2	2,622.6	59.9	23.6	9.0	1,249
7	177.14	17,688.0	3,133.3		162.9	14.5	218.5	395.9	2,737.4	62.3	23.6	9.0	1,249
8	184.23	17,688.0	3,258.7		169.1	14.2	218.5	401.9	2,856.8	64.7	23.6	9.0	1,249
9	191.60	17,688.0	3,389.0		175.6	13.9	218.5	408.1	2,980.9	67.3	23.6	9.0	1,249
10	199.26	17,688.0	3,524.6		182.4	13.7	218.5	414.6	3,110.0	70.0	23.6	9.0	1,249
11	207.23	17,688.0	3,665.6		189.5	13.4	218.5	421.4	3,244.2	72.8	23.6	9.0	1,249
12	215.52	17,688.0	3,812.2		196.8	13.1	218.5	428.5	3,383.7	75.7	23.6	9.0	1,249
13	224.14	17,688.0	3,964.7		204.4	12.9	218.5	435.8	3,528.8	78.8	23.6	9.0	1,249
14	233.11	17,688.0	4,123.2		212.4	12.6	218.5	443.5	3,679.8	81.9	23.6	9.0	1,249
15	242.43	17,688.0	4,288.2		220.6	12.4	218.5	451.5	3,836.7	85.2	23.6	9.0	1,249
16	252.13	17,688.0	4,459.7		229.2	12.1	218.5	459.8	3,999.9	88.6	23.6	9.0	1,249
17	262.22	17,688.0	4,638.1		238.1	11.9	218.5	468.5	4,169.6	92.2	23.6	9.0	1,249
18	272.71	17,688.0	4,823.6		247.4	11.6	218.5	477.5	4,346.1	95.8	23.6	9.0	1,249
19	283.61	17,688.0	5,016.6		257.0	11.4	218.5	486.9	4,529.6	99.7	23.6	9.0	1,249
20	294.96	17,688.0	5,217.2		267.1	11.2	218.5	496.7	4,720.5	103.7	23.6	9.0	1,249
Total		353,759.5	73,739.9	-10,926.4	3,810.8	272.4		8,453.8					24,978

NPV (\$000)	11,575
FIRR (TIR)	21.3%
B/C	1.79
B - C (\$000)	11,575

Año	Costo Total Operación (x1000 US\$)	Costo Total (x1000 US\$)	Beneficio Operación (x1000 US\$)	Intereses (x1000 US\$)	Beneficios antes Impuestos (x1000 US\$)	Impuesto s. Renta (x1000 US\$)	Ingreso neto sin depreciación (x1000 US\$)	Flujo Efectivo (x1000 US\$)	Valor residual (x1000 US\$)	Amortización Capital (x1000 US\$)	Ingreso Neto (x1000 US\$)	Ingreso Acumulado (\$000)	Beneficio Total (x1000 US\$)	Costo Total (x1000 US\$)
	n=j+k+l+m	o=h+n	p=i-n	q=0 (no loan case)	r=p-q	s=r*25% (after 12 year)	t=p-s	u=g+t	v=Plant Cost/50*30	w=0 (no loan case)	x=u+v+w	y		
0											-5,463.2	-5,463	0.0	5,463.2
0											-5,463.2	-10,926	0.0	5,463.2
1	83.1	448.0	2,028.3	0	2,028.3	0.0	2,028.3	2,246.8		0.0	2,246.8	-8,680	2,476.3	229.5
2	85.0	454.6	2,120.8	0	2,120.8	0.0	2,120.8	2,339.3		0.0	2,339.3	-6,340	2,575.4	236.1
3	87.1	461.5	2,216.9	0	2,216.9	0.0	2,216.9	2,435.4		0.0	2,435.4	-3,905	2,678.4	242.9
4	89.2	468.6	2,316.9	0	2,316.9	0.0	2,316.9	2,535.4		0.0	2,535.4	-1,369	2,785.5	250.1
5	91.4	476.1	2,420.8	0	2,420.8	0.0	2,420.8	2,639.4		0.0	2,639.4	1,270	2,896.9	257.6
6	93.7	483.9	2,528.9	0	2,528.9	0.0	2,528.9	2,747.4		0.0	2,747.4	4,017	3,012.8	265.4
7	96.1	492.0	2,641.3	0	2,641.3	0.0	2,641.3	2,859.8		0.0	2,859.8	6,877	3,133.3	273.5
8	98.6	500.5	2,758.2	0	2,758.2	0.0	2,758.2	2,976.7		0.0	2,976.7	9,854	3,258.7	282.0
9	101.2	509.3	2,879.7	0	2,879.7	0.0	2,879.7	3,098.2		0.0	3,098.2	12,952	3,389.0	290.8
10	103.9	518.5	3,006.1	0	3,006.1	0.0	3,006.1	3,224.6		0.0	3,224.6	16,177	3,524.6	300.0
11	106.7	528.1	3,137.5	0	3,137.5	784.4	2,353.1	2,571.6		0.0	2,571.6	18,748	3,665.6	1,093.9
12	109.6	538.1	3,274.1	0	3,274.1	818.5	2,455.6	2,674.1		0.0	2,674.1	21,422	3,812.2	1,138.1
13	112.6	548.5	3,416.2	0	3,416.2	854.1	2,562.2	2,780.7		0.0	2,780.7	24,203	3,964.7	1,184.0
14	115.8	559.3	3,564.0	0	3,564.0	891.0	2,673.0	2,891.5		0.0	2,891.5	27,095	4,123.2	1,231.7
15	119.1	570.5	3,717.6	0	3,717.6	929.4	2,788.2	3,006.8		0.0	3,006.8	30,101	4,288.2	1,281.4
16	122.5	582.3	3,877.4	0	3,877.4	969.4	2,908.1	3,126.6		0.0	3,126.6	33,228	4,459.7	1,333.1
17	126.0	594.5	4,043.6	0	4,043.6	1,010.9	3,032.7	3,251.2		0.0	3,251.2	36,479	4,638.1	1,386.9
18	129.7	607.2	4,216.4	0	4,216.4	1,054.1	3,162.3	3,380.8		0.0	3,380.8	39,860	4,823.6	1,442.8
19	133.5	620.5	4,396.1	0	4,396.1	1,099.0	3,297.1	3,515.6		0.0	3,515.6	43,376	5,016.6	1,501.0
20	137.5	634.3	4,583.0	0	4,583.0	1,145.7	3,437.2	3,655.7	6,555.8	0.0	10,211.6	53,587	11,773.1	1,561.5
Total	2,142.5	10,596.3								0.0	10,522.5	49,918	PV (Benefit)	PV (Cost)

Source: JICA Study Team

NPV (VAN)= 11,574.8

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Tabla S.6 Ejemplo de Análisis Financiero (Con Préstamo Bancario)

Cap Planta (MW)	Energía (MWh/año)	Factor Operación (%)	Tasa de Escalación	Costo Planta (\$000)	Costo Interconexión (\$000)	Costo O/M	% del Préstamo	Préstamo Bancario (\$000)	Período Amortización (años)	Tasa Int. An. Préstamo	Exención Impuestos (años)	Impuesto Corporativo	Tasa Descuento
4.18	17,688	48%	4%	10,926	0	5%	70%	7,648	10	8%	10	25%	10%

Included Plant Cost

Salarios operadores	Persona (s)	Costo unitario (US\$/mes)
Ingenieros	1	US\$ 1,800
Operadores	2	US\$ 500
Guardias	2	US\$ 400
Resident manager	1	US\$ 500

Año	Precio Unitario	Generación	Ingresos Operación	Costo Capital Planta Generador a (\$000)	Costo O/M (\$000)	Insurance Seguros (\$000)	Depreciación	Costo Subtotal (d-g) (\$000)	Utilidad Bruta	Salarios operadores, ingenieros, guardias, etc..	Impuestos de Arcadia	Anualidad SIGET	Registro Comercial (CNR)
	(\$/MWh)	(MWh/year)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)
	a (4%)	b	c=a*b	d	e=c*5%+b*0.35	f=Plant Cost*1.05/1000 (98% per year)	g=Plant Cost/50	h=sum(d-e)	i=c-h	j=(1800+2*500+2*400+500)*1.2*(105%)	k=0.00216*d	l=b*0.51	m=Plant Cost/100,000*11.43
0			0.0	-1,639									
0			0.0	-1,639									
1	140.00	17,688.0	2,476.3		130.0	0.5	218.5	349.1	2,127.2	49.2	23.6	9.0	1,249
2	145.60	17,688.0	2,575.4		135.0	0.5	218.5	354.0	2,221.3	51.2	23.6	9.0	1,249
3	151.42	17,688.0	2,678.4		140.1	0.5	218.5	359.2	2,319.2	53.2	23.6	9.0	1,249
4	157.48	17,688.0	2,785.5		145.5	0.5	218.5	364.5	2,421.0	55.3	23.6	9.0	1,249
5	163.78	17,688.0	2,896.9		151.0	0.5	218.5	370.1	2,526.9	57.6	23.6	9.0	1,249
6	170.33	17,688.0	3,012.8		156.8	0.5	218.5	375.9	2,637.0	59.9	23.6	9.0	1,249
7	177.14	17,688.0	3,133.3		162.9	0.5	218.5	381.9	2,751.5	62.3	23.6	9.0	1,249
8	184.23	17,688.0	3,258.7		169.1	0.5	218.5	388.1	2,870.5	64.7	23.6	9.0	1,249
9	191.60	17,688.0	3,389.0		175.6	0.5	218.5	394.6	2,994.4	67.3	23.6	9.0	1,249
10	199.26	17,688.0	3,524.6		182.4	0.5	218.5	401.4	3,123.2	70.0	23.6	9.0	1,249
11	207.23	17,688.0	3,665.6		189.5	0.4	218.5	408.4	3,257.1	72.8	23.6	9.0	1,249
12	215.52	17,688.0	3,812.2		196.8	0.4	218.5	415.8	3,396.4	75.7	23.6	9.0	1,249
13	224.14	17,688.0	3,964.7		204.4	0.4	218.5	423.4	3,541.3	78.8	23.6	9.0	1,249
14	233.11	17,688.0	4,123.2		212.4	0.4	218.5	431.3	3,691.9	81.9	23.6	9.0	1,249
15	242.43	17,688.0	4,288.2		220.6	0.4	218.5	439.5	3,848.6	85.2	23.6	9.0	1,249
16	252.13	17,688.0	4,459.7		229.2	0.4	218.5	448.1	4,011.6	88.6	23.6	9.0	1,249
17	262.22	17,688.0	4,638.1		238.1	0.4	218.5	457.0	4,181.1	92.2	23.6	9.0	1,249
18	272.71	17,688.0	4,823.6		247.4	0.4	218.5	466.3	4,357.3	95.8	23.6	9.0	1,249
19	283.61	17,688.0	5,016.6		257.0	0.4	218.5	475.9	4,540.6	99.7	23.6	9.0	1,249
20	294.96	17,688.0	5,217.2		267.1	0.4	218.5	486.0	4,731.3	103.7	23.6	9.0	1,249
Total		353,759.5	73,739.9	-3,277.9	3,810.8	9.1		8,190.5					24,978

VAN (\$000)	12,282
NPV (TIR)	33.0%
B/C	1.88
B - C (\$000)	12,282

Año	Costo Total Operación	Costo Total	Beneficio Operación	Intereses	Beneficios antes Impuestos	Impuesto s. Renta	Ingreso neto sin depreciación	Flujo Efectivo	Valor residual	Amortización Capital	Ingreso Neto	Ingreso Acumulado (\$000)	Beneficio Total	Costo Total
	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)
	n=j+k+l+m	o=h+n	p=i-n	q	r=p-q	s=r*25% (after 12 year)	t=p-s	u=g+t	v=Plant Cost/50*30	w=0 (no loan case)	x=u+v-w	y		
0				306	-305.9	0.0	-305.9	-305.9			-1,639.0	-1,639	0.0	1,639.0
0											-1,944.9	-3,584	0.0	1,944.9
1	83.1	432.2	2,044.2	612	1,432.3	0.0	1,432.3	1,650.8		764.8	886.0	-2,698	2,476.3	1,590.4
2	85.0	439.1	2,136.3	551	1,585.6	0.0	1,585.6	1,804.1		764.8	1,039.3	-1,659	2,575.4	1,536.1
3	87.1	446.2	2,232.1	490	1,742.6	0.0	1,742.6	1,961.2		764.8	1,196.3	-462	2,678.4	1,482.1
4	89.2	453.7	2,331.8	428	1,903.5	0.0	1,903.5	2,122.0		764.8	1,357.2	895	2,785.5	1,428.4
5	91.4	461.5	2,435.4	367	2,068.3	0.0	2,068.3	2,286.8		764.8	1,522.0	2,417	2,896.9	1,374.9
6	93.7	469.6	2,543.2	306	2,237.3	0.0	2,237.3	2,455.8		764.8	1,691.0	4,108	3,012.8	1,321.8
7	96.1	478.0	2,655.3	245	2,410.6	0.0	2,410.6	2,629.1		764.8	1,864.3	5,972	3,133.3	1,269.1
8	98.6	486.7	2,771.9	184	2,588.4	0.0	2,588.4	2,806.9		764.8	2,042.0	8,014	3,258.7	1,216.6
9	101.2	495.8	2,893.2	122	2,770.8	0.0	2,770.8	2,989.3		764.8	2,224.5	10,239	3,389.0	1,164.5
10	103.9	505.3	3,019.3	61	2,958.1	0.0	2,958.1	3,176.6		764.8	2,411.8	12,650	3,524.6	1,112.8
11	106.7	515.1	3,150.4	0	3,150.4	787.6	2,362.8	2,581.3		0.0	2,581.3	15,232	3,665.6	1,084.2
12	109.6	525.4	3,286.8		3,286.8	821.7	2,465.1	2,683.6		0.0	2,683.6	17,915	3,812.2	1,128.5
13	112.6	536.0	3,428.6		3,428.6	857.2	2,571.5	2,790.0		0.0	2,790.0	20,705	3,964.7	1,174.7
14	115.8	547.1	3,576.2		3,576.2	894.0	2,682.1	2,900.6		0.0	2,900.6	23,606	4,123.2	1,222.6
15	119.1	558.6	3,729.6		3,729.6	932.4	2,797.2	3,015.7		0.0	3,015.7	26,622	4,288.2	1,272.5
16	122.5	570.6	3,889.1		3,889.1	972.3	2,916.8	3,135.4		0.0	3,135.4	29,757	4,459.7	1,324.3
17	126.0	583.0	4,055.1		4,055.1	1,013.8	3,041.3	3,259.8		0.0	3,259.8	33,017	4,638.1	1,378.3
18	129.7	596.0	4,227.6		4,227.6	1,056.9	3,170.7	3,389.2		0.0	3,389.2	36,406	4,823.6	1,434.4
19	133.5	609.5	4,407.1		4,407.1	1,101.8	3,305.3	3,523.8		0.0	3,523.8	39,930	5,016.6	1,492.7
20	137.5	623.5	4,593.7		4,593.7	1,148.4	3,445.3	3,663.8		0.0	10,219.7	50,150	11,773.1	1,553.4
Total	2,142.5	10,332.9								7,648.5	-1,087.3	-2,641	PV (Benefit)	PV (Cost)

Source: JICA Study Team

NPV (VAN)= 12,282.1

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Tabla S.7

Lista de Posibles Sitios para Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (1/4)

No.	Nombre de Proyecto Project Name	Rio River	Departamento Department	Latitud Latitude	Longitud Longitude	Etapas del Proyecto Project Stage	Fuente Original Original Source	Actualizado por Updated by	Área de Drenaje Catchingment Area	Caudal Discharge	Caudal Design	Caudal Gross Head	Longitud de la Canal Length of Canal	Longitud de tubería de presión Length of Pestock	Área Natural Protegida Natural Protect Area	Potencia Potential	Energía Energy
				(N)	(W)				(km²)	(m³/s)	(m³/s)	(m)	(m)	(SAMP)	(MW)	(MWh/año)	
1	El Calambre	Río El Calambre	Morazán	13.9928	88.0804	Construcción	AEA	ONG SABES	6.41	0.422	72.3	n.d.	n.d.	n.d.	0.038	311	
2	Mirzacato	Río Gran de de Sonsonate	Sonsonate	13.8414	89.7456	Construcción	GIZ 2011	Hydro West	219.00	1.706	238.0	n.d.	n.d.	n.d.	3.370	14,782	
3	Guilapuca	Río Guilapuca	Morazán	13.8333	88.2333	Financiamiento	AEA	ONG SABES	3.39	0.382	423.0	n.d.	n.d.	n.d.	1.000	6,155	
4	Ilipapaga Aguacayo	lago de Ilipapaga	La Paz	13.6911	89.0394	Financiamiento	INGENDEHSA	INGENDEHSA	n.d.	9.000	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	17.000	74,680	
5	San Luis IV	Río Suquiapa	La Libertad	13.8942	89.4628	Bid Process	CEGSA	INGENDEHSA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1.500	6,570	
6	Sumpul	Río Sumpul	Chalatenango	13.8300	89.7300	De Registro SIGET	INGENDEHSA	INGENDEHSA	966.43	64.720	62.0	3.000	1.000	n.d.	16.200	64,043	
7	Sucio, Los Telmites	Río Sucio	La Libertad	13.8622	89.2594	De Registro SIGET	AEA	ONG SABES	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	6.600	28,000	
8	La Joya	Río Acachupa	San Vicente	13.6248	88.7383	De Registro SIGET	AEA	ONG SABES	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	3.000	13,140	
9	San Francisco	Río Tapuchina	Sonsonate	13.8482	89.7285	De Registro SIGET	ONG SABES	ONG SABES	2.05	0.238	59.1	n.d.	n.d.	n.d.	1.000	4,380	
10	La Colmena (El Volcán)	Río El Volcán/Río Sn Juan	San Miguel	13.7339	88.2375	De Registro SIGET	GIZ 2011	De Registro SIGET	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.097	450	
11	Quebrada la Cueva / San Jose	Quebrada la Cueva / San Jose	Morazán	13.7655	88.2146	De Registro SIGET	AEA	ONG SABES	24.60	1.854	12.4	n.d.	n.d.	n.d.	0.038	455	
12	Santa Rosa (El Riachuelo)	Río Riachuelo	San Miguel	13.9228	89.8811	Rehabilitación	CEGSA	CEGSA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.630	2,769	
13	Atehucillas (Rehabilitación)	Ahuachapán	Ahuachapán	13.9228	89.8811	Rehabilitación	CEL-UCA 1989	CEGSA	44.90	1.222	74.0	n.d.	n.d.	n.d.	0.751	3,287	
14	San Esteban	Río San Esteban	San Miguel	13.5166	88.1829	Rehabilitación	AEA	CEGSA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2.300	17,885	
15	Circumacayan (Reconversion)	Río Grande de Sonsonate	Sonsonate	13.7500	89.7167	Reconversion	CEGSA	CEGSA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.120	528	
16	Acachuapa (Rehabilitación)	Río Grande de Sonsonate	San Vicente	13.6933	88.8157	Rehabilitación	CEGSA	CEGSA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.060	263	
17	Sapuyo (Rehabilitación)	n.d.	La Paz	13.4941	88.8667	Rehabilitación	CEGSA	CEGSA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2.000	8,780	
18	Chorreron Jiboa	n.d.	La Paz	13.8167	88.2167	Facilidad	CEGSA	CEGSA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2.000	8,780	
19	La Montaña	Río Sapo	Morazán	13.8167	88.2167	Facilidad	INGENDEHSA	INGENDEHSA	53.54	4.046	95.3	n.d.	n.d.	n.d.	0.060	3,942	
20	El Sapo	Río Sapo	Morazán	13.9216	88.1056	Facilidad	Ing. Alfaro	INGENDEHSA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.600	2,628	
21	San Luis II	Río Suquiapa	Santa Ana	13.9942	89.4828	Facilidad	CEGSA	INGENDEHSA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.600	2,628	
22	Sonzacate (Nahutzaco II)	Río Sensunapan	Sonsonate	13.7687	89.7153	Facilidad	GIZ 2011	Sensunapan S.A. de C	76.23	4.205	110.0	n.d.	n.d.	n.d.	3.839	16,816	
23	Potrillitos - Poza Honda	Quebrada Las Lajas	Morazán	13.8084	88.2417	Facilidad	AEA	ONG SABES	5.31	9.836	310.9	n.d.	n.d.	n.d.	0.131	510	
24	Guarajuli - Poza Honda	Río Sapo	Morazán	13.8500	88.1500	Facilidad	AEA	ONG SABES	137.58	9.836	2.7	n.d.	n.d.	n.d.	0.980	4,300	
25	La Cabaña	Río Gran de de San Miguel	Usulután	13.3019	88.2885	Facilidad	AEA	ONG SABES	1,900.00	53.482	3.7	n.d.	n.d.	n.d.	0.055	388	
26	La Loma	Río Oscala	Morazán	13.8167	88.1333	Facilidad	AEA	ONG SABES	11.36	0.790	84.4	n.d.	n.d.	n.d.	0.033	280	
27	El Progreso	Río Araute	Morazán	13.8797	88.2216	Facilidad	AEA	ONG SABES	63.89	5.046	8.3	n.d.	n.d.	n.d.	0.033	284	
28	Araute	Río Araute	Morazán	13.8751	88.2245	Facilidad	INGENDEHSA	INGENDEHSA	20.05	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.033	284	
29	Cumaro	Río Cumaro	n.d.	13.9167	88.1333	Facilidad	AEA	ONG SABES	1.40	0.112	38.5	n.d.	n.d.	n.d.	0.040	175	
30	El Naranjito	Río El Naranjito	Ahuachapán	13.7050	89.9333	Facilidad	AEA	ONG SABES	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.031	146	
31	Quezala	Río Quezala	Cuscatlán/Cabañas	13.8633	88.9687	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1.050	2,628	
32	Tihuapa 1	Río Tihuapa	San Salvador/La Paz	13.5983	89.1383	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1.315	3,870	
33	Tihuapa 2	Río Tihuapa	San Salvador/La Paz	13.5500	89.1333	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.900	2,580	
34	San Simón 1	Río San Simón	Usulután	13.5619	88.5176	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.900	2,040	
35	San Simón 2	Río San Simón	Usulután	13.5699	88.5362	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.915	2,484	
36	San Simón 3	Río San Simón	Usulután	13.5633	88.5687	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2.100	6,802	
37	Tihuapa 3	Río Tihuapa	Cabañas/San Vicente	13.6067	88.6500	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1.410	5,673	
38	Tihuapa 5	Río Tihuapa	Cabañas/San Vicente	13.7667	88.6000	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1.020	2,840	
39	Cuyupapa	Río Cuyupapa	Sonsonate	13.7500	89.4333	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	3.530	13,630	
40	Suquiapa	Río Suquiapa	Santa Ana	13.9633	89.4333	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1.630	3,660	
41	Gr. Chalatenango	Río Gr. Chalatenango	Chalatenango	14.7167	89.0833	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2.025	11,149	
42	Sucio 3	Río Sucio	La Libertad/San Salvador	13.9633	89.2833	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2.025	5,250	
43	Pobos	Río Huiza	La Unión	13.8060	89.0883	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2.100	6,009	
44	Huiza 2	Río Tepechapat/Río Cacahuatá	Sonsonate	13.5500	89.2333	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1.500	4,126	
45	Santo Domingo (Presas 1 & 2 & 3)	Río Tepechapat/Río Cacahuatá	Sonsonate	13.7497	89.7838	Pre Factibilidad	INGENDEHSA	INGENDEHSA	29.12	1.280	145.0	3.230	1.090	n.d.	1.540	7,885	
46	Charcala Los Apantes (Presas 1 & 2)	Río Charcala / Río Los Apantes	Ahuachapán	13.8037	89.8484	Pre Factibilidad	INGENDEHSA	INGENDEHSA	19.04	0.838	207.0	3.660	1.140	n.d.	1.500	4,126	
47	Santa Rita	Río Jiboa	La Paz	13.6143	88.9630	Pre Factibilidad	CEL-UCA 1989	INGENDEHSA	374.97	7.403	136.0	4.000	7.70	n.d.	8.357	36,603	
48	Milingo (Reconversion)	Río Acelhuate	San Salvador	13.7443	89.1619	Pre Factibilidad	AEA	CEGSA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.800	3,504	
49	Copulula I	Río Copulula	Ahuachapán	13.5411	89.8444	Pre Factibilidad	INGENDEHSA	INGENDEHSA	27.89	1.211	60.0	2.265	2.70	n.d.	0.603	2,641	
50	San José Loma	Río Jiboa	La Paz	13.5411	88.9845	Pre Factibilidad	CEL-UCA 1989	INGENDEHSA	429.69	8.483	27.0	2.076	145	n.d.	1.901	8,327	
51	Cara Sucia (Presas 1 & 2)	Río Mistepe / Río Mistepe	Ahuachapán	13.8266	89.9814	Pre Factibilidad	INGENDEHSA	INGENDEHSA	16.21	0.744	100.0	4.326	860	n.d.	0.584	2,559	
52	San Pedro II	Río San Pedro	Ahuachapán	13.8266	89.8080	Pre Factibilidad	INGENDEHSA	INGENDEHSA	13.77	0.598	80.0	2.948	450	n.d.	0.387	1,739	
53	Copulula II	Río Copulula	Ahuachapán	13.7462	89.8388	Pre Factibilidad	INGENDEHSA	INGENDEHSA	33.75	1.466	40.0	n.d.	n.d.	n.d.	0.487	2,132	
54	Cloda El Naranjito al Naranjo	Ahuachapán	Ahuachapán	13.7050	89.9333	Pre Factibilidad	ONG SABES	ONG SABES	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.080	360	
55	Cloda El Naranjito al Cuyupapo	Ahuachapán	Ahuachapán	13.7050	89.9333	Pre Factibilidad	ONG SABES	ONG SABES	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.088	254	
56	Veneza Prusia	n.d.	Morazán	13.8533	88.2333	Pre Factibilidad	AEA	Compañía Eléctrica M	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1.200	5,256	
57	Las Pitonas	Río Huiza	San Salvador	13.5762	89.2177	Pre Factibilidad	INGENDEHSA	INGENDEHSA	34.63	1.031	79.0	n.d.	n.d.	n.d.	1.100	2,961	

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Tabla S.7 Lista de Posibles Sitios para Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (2/4)

No.	Nombre de Proyecto Project Name	Rio River	Departamento Department	Latitud Latitude	Longitud Longitude	Etapas del Proyecto Project Stage	Fuente Original Original Source	Actualizado por Updated by	Área de Drenaje Catchment Area (km²)	Caudal Diseño Design Discharge (m³/s)	Caida Bruta Gross Head (m)	Longitud de Canal Length of Canal (m)	Longitud de tubería de presión Length of Pressure Pipe (m)	Área Natural Protegida Natural Protect Area (SANP)	Potencial Potential (MW)	Energía Energy (MWh/año)
59	Copinula	Rio Copinula	Ahuachapán	13.7862	89.8443	Pre Factibilidad	INGENDEHSA	INGENDEHSA	28.18	0.509	57.0	n.d.	n.d.		0.241	1.055
59	Santa Emilia I	n.d.	n.d.			Pre Factibilidad	AEA	http://apepet.sica.int/	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		0.500	2.100
60	Santa Emilia II	Rio Torola	San Miguel	13.8501	88.4863	Inventory	CEL-UCA 1990	CEL-UCA, 1990, Pag.4	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		4.321	18.687
61	Torola	Rio Copinula	Ahuachapán	13.7721	89.8343	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	29.21	0.682	80.0	1.100	270		0.463	3.187
62	Copinula II	Quebrada La Calzadora	Usulután	13.9567	86.5000	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	6.97	0.196	378.1	3.000	1.000		0.432	2.300
63	La Calzadora I	Rio Los Heróidos	Ahuachapán	13.9550	89.9345	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	95.94	1.475	80.0	2.280	130		0.993	5.457
64	Los Heróidos I	Rio El Molino / Río Mejapa	Ahuachapán	13.9484	89.9264	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	84.48	0.868	60.0	3.824	145		0.435	3.136
65	Los Heróidos II (Presas 1 & 2)	Rio El Jiboa	La Paz	13.5695	88.9850	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	423.98	8.789	57.4	2.600	290		4.175	17.688
66	Malancola	Rio Grande de San Miguel	Usulután	13.2947	86.3063	Inventory	INGENDEHSA	Transenergía, PNUD/G	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		4.500	19.710
67	Gran.de de San Miguel, Sn. Juan	Rio Grande de San Miguel	Usulután	13.2947	86.3063	Inventory	INGENDEHSA	Transenergía, PNUD/G	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		3.200	14.016
68	Gran.de de San Miguel, San José	Rio Chilama / Río Siguatepe	La Libertad	13.6212	89.3309	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	37.82	1.730	180.0	2.464	360		2.623	7.840
69	Chilama I (Presas 1 & 2)	Rio Guayapa	Ahuachapán	13.8221	89.9345	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	12.88	0.485	120.0	3.015	325	SANP	0.497	2.588
70	Guayapa I	Quebrada La Calzadora	Usulután	13.5347	86.5294	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	12.90	0.252	218.7	3.000	1.000		0.457	2.434
71	La Calzadora II	Rio Grande de Sonsonate	Sonsonate	13.7532	86.2887	Inventory	CECSA	CECSA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		2.000	8.760
72	El Jiboa	Rio El Rosario	Ahuachapán	13.7754	89.8729	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	19.02	0.747	80.0	2.265	270		0.498	2.606
73	El Rosario II	Rio El Rosario	Ahuachapán	13.7754	89.8729	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	19.02	0.747	80.0	2.265	270		0.498	2.606
74	San Sebastián	Rio Tihupa	La Paz	13.5544	89.1366	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	37.42	0.715	80.0	1.000	210		0.480	2.317
75	Chilama I	Rio Chilama	La Libertad	13.5929	89.3300	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	42.13	0.682	80.0	2.604	175		0.457	2.343
76	El Molino I	Rio El Molino	Ahuachapán	13.9325	89.8960	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	50.38	0.517	80.0	2.272	150		0.280	1.876
77	Guayapa I	Rio Guayapa	Ahuachapán	13.9325	89.8960	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	50.38	0.517	80.0	2.272	150		0.280	1.876
78	El Refugio	Rio Las Lajas	La Libertad	13.9555	89.9466	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	17.13	0.673	80.0	2.630	230	SANP	0.450	2.353
79	Los Toles	Rio Los Toles	Ahuachapán	13.5669	89.2385	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	29.06	0.555	100.0	1.634	320		0.465	2.243
80	El Peñon	Rio Los Toles	Ahuachapán	13.9715	89.9346	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	22.80	0.424	120.0	1.713	275		0.428	2.035
81	Guayapa V	Rio Grande de San Vicente	La Libertad	13.9855	89.3947	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	21.91	0.482	120.0	1.366	300		0.468	2.212
82	Rio Frio / Agua Caliente	Rio Guayapa	Ahuachapán	13.9476	89.9636	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	31.26	0.581	100.0	2.518	280		0.466	2.310
83	El Charrierón	Rio Frio / Río Agua Caliente	Ahuachapán	14.0387	89.8397	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	205.44	2.109	60.0	1.890	1.330	SANP	0.958	6.906
84	Santa Lucía	El Chorrerón	La Libertad	13.6178	89.3460	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	12.60	0.277	180.0	2.057	515		0.418	1.903
85	El Rosario I	Rio Tamancaque	La Libertad	13.5962	89.4202	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	12.58	0.411	280.0	957	885		0.968	3.609
86	Maishapula	Rio El Rosario	Ahuachapán	13.7531	89.8731	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	21.56	0.847	60.0	2.484	230		0.423	2.155
87	Maishapula	Rio Maishapula	Ahuachapán	13.8444	89.9520	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	14.86	0.239	160.0	1.754	500	SANP	0.320	1.528
88	Miramundo	Rio Asesecco / Río Viejo	Cabañas	13.8793	86.9225	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	5.33	0.864	60.0	2.715	145		0.435	2.105
89	Tihupa II	Oda, Miramundo	Chalatenango	14.3268	89.1353	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	31.71	0.287	200.0	6.81	735		1.925	6.402
90	El Faro (Presas 1 & 2)	Rio Grande de Chalatenango	Chalatenango	14.2237	89.0976	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	8.44	0.231	220.0	2.632	620		0.426	1.760
91	Santa María	Rio Los Leones / Río La Máquina	La Libertad	13.5890	89.3661	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	19.85	0.649	160.0	3.049	290		0.874	3.284
92	El Molino II	Rio Tihupa	La Paz	13.5893	89.1307	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	24.58	0.272	100.0	2.221	820		0.221	1.544
93	San Pedro I	Rio El Molino	Ahuachapán	13.9060	89.8345	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	20.83	0.687	60.0	1.520	410		0.344	1.944
94	Ashuquema I	Rio San Pedro	Ahuachapán	13.9396	89.8057	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	28.05	0.288	80.0	2.431	505		0.189	1.361
95	El Caoba	Rio Ashuquema	Ahuachapán	13.9420	89.9720	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	12.16	0.548	100.0	2.352	610		0.451	2.156
96	El Rosario IV	Rio El Naranjo	Ahuachapán	13.8103	89.8763	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	8.24	0.372	100.0	1.849	195		0.313	1.496
97	Sunzacuapa III	Rio El Rosario	Ahuachapán	13.7681	89.8283	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	8.13	0.272	80.0	3.956	151		0.184	1.060
98	Tizapa II	Rio Tempisque	Cuscatlán	13.9177	86.9461	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	12.86	0.833	60.0	1.812	220		0.477	1.782
99	San Isidro	Rio Sensupa	La Libertad	13.6160	89.4840	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	9.64	0.315	180.0	2.205	390		0.477	1.782
100	Cauta	Rio Cauta	Ahuachapán	13.8035	89.8641	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	8.93	0.141	160.0	1.498	245		0.191	0.971
101	Loma de San Juan	Rio Huiza	San Salvador	13.5449	89.2304	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	69.44	1.900	60.0	1.628	215		0.954	3.837
102	San Juan Buenavista	Rio Aquiquilillo	La Libertad	13.5382	89.2719	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	17.94	0.683	160.0	1.768	390	SANP	0.918	3.063
103	Los Pozos	Rio Los Pozos	Chalatenango	14.3289	89.1455	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	7.75	0.700	140.0	1.085	260		0.827	2.791
104	Los Puentes II	Rio de Los Puentes	Cabañas	13.8643	88.6969	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	24.10	1.881	80.0	2.848	345		1.247	4.627
105	El Jicaró (Presas 1 & 2)	Rio Chuluma/Grand. de San Vicente	La Libertad	13.5933	89.4021	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	18.06	0.591	100.0	2.726	225		0.496	1.851
106	Guasorón	Rio Guasorón	Cabañas	13.7670	86.8046	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	19.81	2.661	40.0	1.122	90		0.897	3.647
107	Guasorón	Rio el Sauce	La Unión	13.6446	87.7524	Inventory	INGENDEHSA	Transenergía, PNUD/G	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		12.500	38.000
108	El Diamante II	Rio El Diamante	Ahuachapán	13.7672	89.9006	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	8.83	0.267	100.0	2.076	625		0.218	1.333
109	Rio Napiapa I	Rio Napiapa	Ahuachapán	13.9336	89.9175	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	27.78	0.263	60.0	1.781	185		0.132	1.000
110	Asuchito	Rio Asuchito	La Libertad	13.5818	89.3135	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	13.50	0.389	140.0	1.985	730	SANP	0.238	1.766
111	Agua Fria	Rio Agua Fria	Cabañas	13.8100	86.8215	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	14.79	1.887	60.0	1.790	480		0.974	3.960
112	Chilama III	Rio Chilama	La Libertad	13.5367	89.3142	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	88.32	1.869	60.0	2.709	238		0.934	3.796
113	Tehuachode	Rio Chichicalapa	San Salvador	13.5926	89.1514	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	7.71	0.252	160.0	2.638	315		0.359	1.284
114	Tizapa IV	Rio Ajulco	Cuscatlán	13.7649	88.9248	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	9.02	0.524	60.0	1.325	150		0.265	1.267
115	Quezatele	Rio Quezatele	La Libertad	13.5989	89.2268	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	18.73	0.737	80.0	1.144	205		0.495	1.651
116	El Anonal	Rio El Anonal	La Libertad	13.5665	89.4540	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	22.00	0.720	80.0	2.697	240		0.481	1.794
117	Mizata I	Rio Mizata	La Libertad	13.8786	89.5516	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	35.28	1.673	80.0	2.397	355		0.421	1.727
118	Los Puentes I	Rio de Los Puentes	Cabañas	13.8726	86.7215	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	35.16	1.273	40.0	2.078	405		0.412	2.081
119	El Cutel	Rio Teostiffe	Chalatenango	14.2258	89.0890	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	8.88	0.688	80.0	1.796	290		0.445	1.618

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Tabla S.7 Lista de Posibles Sitios para Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (3/4)

No.	Nombre de Proyecto	Rio	Departamento	Latitud	Longitud	Etapas del Proyecto	Fuente Original	Actualizado por	Área de Drenaje	Caudal	Caida	Longitud de Canal	Longitud de tubería de presión	Área Natural Protegida	Potencia	Energía
	Project Name	River	Department	Latitude (N)	Longitude (W)	Project Stage	Original Source	Updated by	Catchment Area (km²)	Design Discharge (m³/s)	Gross Head (m)	Length of Canal (m)	Length of Pressure Pipe (m)	Natural Protect Area (SANP)	Potential (MW)	Energy (MWh/Año)
120	Tepechapa	Río Tepechapa	Cuscatlán	13.7884	88.9756	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	14.03	0.630	40.0	1.216	105	SANP	0.232	1.224
121	El Siencio	Río Comalapa	La Paz	13.5940	89.1084	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	9.62	0.263	130.0	2.680	330		0.287	1.178
122	Concepción Los Planes	Río Comalapa	La Paz	13.5674	89.0916	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	18.48	0.604	90.0	1.940	465		0.450	1.680
123	El Rosario V	Río El Rosario	Ahuachapán	13.8162	89.8850	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	6.89	0.271	80.0	1.391	195		0.182	0.951
124	El Escalón	Río Aquiquisquillo	La Libertad	13.6584	89.2489	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	15.37	0.503	100.0	1.828	365		0.420	1.567
125	Culupán	Río Culepán	San Salvador	13.5969	89.1825	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	12.93	0.423	120.0	2.554	505		0.422	1.575
126	Río Centza (Presa 1 & 2)	Río Centza	Sonsontate	13.7712	89.7030	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	31.64	0.688	100.0	1.556	735		0.330	1.780
127	Papalequayo (Presa 1 & 2)	Río Papalequayo/Río El Palashte	San Salvador	13.8328	89.1588	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	6.66	0.237	140.0	3.789	270	SANP	0.278	1.143
128	Cauta II	Río Guayapa	Ahuachapán	13.8328	89.9305	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	6.66	0.262	80.0	1.144	270		0.175	0.915
129	Cauta I	Río Cauta	Ahuachapán	13.7754	89.8604	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	13.60	0.455	60.0	2.192	485		0.223	1.259
130	Guayapa II	Río Guayapa	Ahuachapán	13.8284	89.9511	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	25.85	0.285	60.0	3.015	325		0.131	0.947
131	San Benito (Presa 1 & 2)	Río Huiza / Río Texis	La Libertad	13.9525	89.4340	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	14.75	0.381	100.0	2.611	375		0.483	1.613
132	Tecomate	Río Culepán	San Salvador	13.5794	89.1882	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	19.46	0.636	80.0	2.447	375		0.421	1.572
133	Tilapa II	Río Gran. de Chalaténango	Chalatenango	14.2371	89.1150	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	6.39	0.578	100.0	2.066	485		0.480	1.619
134	San Rafael (Presa 1 & 2)	Río Los Trozos / Río Matatapa	La Libertad	13.6417	89.4770	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	5.07	0.139	200.0	2.370	690		0.232	0.955
135	Avacachapa II	Río Avacachapa	Sonsontate	13.6506	89.5371	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	11.34	0.371	100.0	1.540	195		0.312	1.166
136	Avacachapa I	Río Avacachapa	Sonsontate	13.9282	89.5561	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	16.97	0.668	80.0	2.618	375		0.448	1.495
137	Sunzacuapa I	Río Sunzacuapa	Ahuachapán	13.7237	89.8238	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	20.08	0.606	40.0	1.923	325		0.197	1.183
138	Tilapa I	Río Gran. de Chalaténango	Chalatenango	14.2154	89.0760	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	40.32	3.101	40.0	1.330	230		1.025	3.680
139	Apancovo II	Río Apancovo	Sonsontate	13.6516	89.5709	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	12.61	0.486	100.0	2.910	260		0.416	1.888
140	Tizapa III	Río Camatote	Cuscatlán	13.7902	88.9383	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	2.87	0.235	100.0	892	140		0.198	800
141	Río Nejapa II	Río Nejapa	Ahuachapán	13.9203	89.8979	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	25.14	0.258	60.0	1.613	960		0.126	907
142	El Rosario II	Río El Rosario	Ahuachapán	13.7880	89.8750	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	14.93	0.586	40.0	621	190		0.195	984
143	Guayapa IV (Presa 1 & 2)	Río Guayapa / Oda. Los Chorros	Ahuachapán	13.8455	89.9282	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	3.92	0.176	100.0	769	150	SANP	0.149	713
144	Mizata I	Río Mizata	La Libertad	13.6137	89.5317	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	14.76	0.404	80.0	2.106	225		0.270	1.109
145	Sunzacuapa II	Río Sunzacuapa	Ahuachapán	13.7414	89.8198	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	17.61	0.589	40.0	1.979	275		0.193	1.090
146	El Tablon	Quebrada El Aquacate	La Libertad	13.5633	89.3746	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	4.37	0.143	160.0	1.479	140		0.134	723
147	El Diamante I	Río El Diamante	Ahuachapán	13.7310	89.9045	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	18.13	0.713	40.0	2.417	210		0.235	1.196
148	El Rosario VI	Río El Rosario	Ahuachapán	13.8262	89.8863	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	5.46	0.246	80.0	940	240	SANP	0.165	789
149	Talquezalar	Río Talquezalar	Chalatenango	14.2894	89.1316	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	4.30	0.502	100.0	882	265		0.421	1.238
150	El Cedro	Río Pelepepa	La Paz	13.5974	89.0623	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	6.82	0.289	150.0	2.700	590		0.356	1.119
151	Guayapa III (Presa 1 & 2)	Río Guayapa	Ahuachapán	13.9006	89.9135	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	16.65	0.144	80.0	2.714	705		0.093	733
152	Mizata II	Río Mizata	La Libertad	13.6247	89.5190	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	9.36	0.256	100.0	1.963	240		0.215	883
153	Avacachapa I	Río Avacachapa	Sonsontate	13.5938	89.5708	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	34.08	0.651	40.0	1.727	105		0.218	1.036
154	Comizapa	Río Comizapa	Cuscatlán	13.8587	88.9961	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	2.52	0.180	100.0	898	155		0.152	673
155	Las Mesas	Río El Najanito	Ahuachapán	13.7906	89.9111	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	1.45	0.048	220.0	1.494	495		0.089	513
156	San Ignacio	Río San Ignacio	Chalatenango	14.3288	89.1968	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	7.50	0.875	60.0	1.023	190		0.441	1.269
157	Ashuquema II	Río Ashuquema	Ahuachapán	13.9226	89.9544	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	22.53	0.250	60.0	1.391	730		0.120	822
158	El Matzano	Río El Shilo	La Libertad	13.6098	89.5025	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	3.12	0.102	200.0	1.948	140		0.173	648
159	Siberia	Río El Zónte	La Libertad	13.5738	89.4538	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	17.41	0.476	60.0	1.623	180		0.240	985
160	Joya Verde	Río Taquillo	La Libertad	13.5367	89.4899	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	6.48	0.178	120.0	2.207	360		0.178	731
161	Aguachapalo III	Río Aguachapalo	Ahuachapán	13.7986	89.9593	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	3.36	0.133	100.0	1.986	190	SANP	0.112	583
162	Apancovo III	Río Apancovo	Sonsontate	13.6631	89.5479	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	5.65	0.155	120.0	1.457	210		0.156	641
163	Trazulá	Río Trazulá	Sonsontate	13.6682	89.5918	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	7.62	0.209	100.0	1.770	250		0.175	719
164	Metalto I	Río Metalto	Ahuachapán	13.7157	89.8581	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	7.39	0.138	60.0	3.015	325		0.068	517
165	Aguachapalo II	Río Aguachapalo	Ahuachapán	13.7850	89.9733	Pre-Facilitidad	INGENDEHSA	JICA Study Team	5.22	0.226	60.0	n.d.	n.d.		0.113	483
166	El Izcantal IV	Río Izcantal	Ahuachapán	13.8160	89.9612	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	2.89	0.088	110.0	1.983	395		0.080	487
167	Los Ausoles	Río Los Ausoles	Ahuachapán	13.9332	89.8165	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	13.33	0.137	60.0	2.022	345		0.068	490
168	Guayapa IV	Río Guayapa	Ahuachapán	13.8750	89.9183	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	5.02	0.052	140.0	1.022	840		0.060	430
169	Mizata IV	Río Mizata	La Libertad	13.6346	89.5063	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	7.08	0.231	100.0	846	560		0.191	715
170	El Izcantal III	Río Izcantal	Ahuachapán	13.8001	89.9746	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	5.53	0.131	60.0	1.786	285	SANP	0.085	444
171	Quebrada Hon.d.a	Quebrada Hon.d.a	Chalatenango	14.2323	89.2393	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	3.74	0.286	80.0	1.544	330		0.177	649
172	Tihucha I	Río Tihucha	Ahuachapán	13.7397	89.8906	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	4.05	0.109	80.0	757	755		0.071	459
173	Río Nejapa III	Río Nejapa	Ahuachapán	13.8808	89.8890	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	10.94	0.121	60.0	1.780	340		0.060	412
174	El Izcantal I	Río Izcantal	Ahuachapán	13.7782	89.9959	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	11.23	0.180	40.0	922	495		0.058	462
175	La Soledad I	Río San Francisco La Soledad	Ahuachapán	13.8361	90.0161	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	10.23	0.121	70.0	1.874	370		0.070	415
176	El Sauce (Presa 1 & 2)	Río El Carizco/ Río de Cupa	La Libertad	16.2544	89.5244	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	16.25	0.283	60.0	2.382	645		0.127	641
177	La Soledad II	Río San Francisco La Soledad	Ahuachapán	13.8511	90.0023	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	7.07	0.084	100.0	2.074	620	SANP	0.069	416
178	Metalto II	Río Metalto	Ahuachapán	13.7531	89.8526	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	2.74	0.108	80.0	1.252	220		0.072	378
179	Texispulco	Río Texispulco	Ahuachapán	13.7594	89.8017	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	4.17	0.126	60.0	1.880	285		0.063	378

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Tabla S.7 Lista de Posibles Sitios para Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (4/4)

No.	Nombre de Proyecto	Río	Departamento	Latitud	Longitud	Etapas del Proyecto	Fuente Original	Actualizado por	Área de Drenaje	Caudal Diseño	Caida bruta	Longitud de la Canal	Longitud de tubería de presión	Área Natural Protegida	Potencia	Energía	
	Project Name	River	Department	(N)	(W)	Project Stage	Original Source	Updated by	(km ²)	(m ³ /s)	(m)	(m)	(m)	Natural Protect Area (SAMP)	(MW)	(MWh/a)	
180	Ashuqueama II (Presa 1 & 2)	Río Ashuqueama / Río Ishcanab	Ahuachapán	13.8685	89.9406	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	6.41	0.099	80.0	891	385		0.066	362	
181	Río Chiquito	Río Chiquito	Cabañas	13.7794	89.8428	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	6.02	0.147	40.0	898	720		0.046	384	
182	Casa de Piedra	Río Casa de Piedra	San Salvador	13.6277	89.2174	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	4.14	0.091	100.0	3,179	170		0.076	347	
183	Itzapa V	Río Paso Honda	Cuscatlán	13.7607	88.9009	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	1.61	0.104	80.0	1,897	260		0.070	327	
184	Los Milagros	Río San Antonio	Sonsonate	13.7511	89.7414	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	3.92	0.131	60.0	706	450		0.065	328	
185	El Quequeshtique II	Río El Quequeshtique	Ahuachapán	13.8683	89.9676	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	4.23	0.081	100.0	1,430	240		0.068	309	
186	El Izcanel II	Río Izcanel	Ahuachapán	13.7924	89.9876	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	8.50	0.144	40.0	3,580	495	SAMP	0.045	355	
187	La Soledad IV (Presa 1 & 2)	Río San Francisco La Soledad	Ahuachapán	13.8681	89.9722	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	1.77	0.042	200.0	986	335	SAMP	0.070	274	
188	Itzapa I	Río El Rosario	Cuscatlán	13.6001	88.9611	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	2.10	0.136	60.0	1,639	225		0.068	311	
189	Telescalque	Río Telescalque	Sonsonate	13.6287	89.5978	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	3.09	0.085	100.0	1,522	185		0.071	292	
190	Los Infernillos	Qda. Los Infernillos	Chalatenango	14.2763	89.6977	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	0.97	0.051	160.0	1,320	685		0.067	279	
191	La Soledad III	Río San Francisco La Soledad	Ahuachapán	13.8559	89.9837	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	4.43	0.053	100.0	2,864	230	SAMP	0.044	266	
192	El Quequeshtique I	Río El Quequeshtique	Ahuachapán	13.8550	90.0095	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	7.25	0.120	60.0	791	325		0.060	289	
193	Ayacachapa IV (Presa 1 & 2)	Río Estusuche / Río Cacaquayo	Sonsonate	13.6133	89.5533	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	6.65	0.127	60.0	1,843	285		0.063	300	
194	Sunzapúa I	Río Sunzapúa	Sonsonate	13.6085	89.6900	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	3.73	0.102	80.0	1,688	260		0.068	279	
195	Ojuistico I	Río Ojuistico	Sonsonate	13.6013	89.5935	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	5.40	0.119	60.0	2,488	195		0.060	267	
196	Shuaplápala I	Río Shuaplápala	Sonsonate	13.5648	89.5780	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	3.29	0.053	100.0	1,633	590		0.044	224	
197	Ojuistico II	Río Ojuistico	Sonsonate	13.6159	89.5744	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	1.27	0.050	160.0	2,469	270		0.067	224	
198	Agua Chapalo I	Río Agua Chapalo	Ahuachapán	13.8213	89.9448	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	0.53	0.024	200.0	892	490	SAMP	0.040	192	
199	Apancovo I (Presa 1 & 2)	Río Apancovo / Río Telescalque	Sonsonate	13.6347	89.5904	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	20.42	0.112	40.0	1,056	800		0.034	232	
200	Chagalapa I	Río Chagalapa	Ahuachapán	13.8606	90.0259	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	3.87	0.046	80.0	2,037	390		0.030	181	
201	Cullapa	Río Cullapa	Sonsonate	13.7669	89.9507	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	1.91	0.051	80.0	2,505	1,490		0.031	203	
202	Sunzapúa II	Río Sunzapúa	Sonsonate	13.6193	89.5865	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	1.96	0.043	80.0	1,462	255		0.036	165	
203	Chagalapa II	Río Chagalapa	Ahuachapán	13.8701	90.0058	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	1.77	0.042	120.0	1,871	530		0.042	164	
204	Río Frio	Río Frio	Sonsonate	13.7455	89.7486	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	1.16	0.047	80.0	1,320	290		0.031	143	
205	Tianmica	Río Tianmica	Ahuachapán	13.6783	90.0395	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	2.27	0.043	80.0	1,588	360		0.029	131	
206	Tihulcha I	Río Tihulcha	Ahuachapán	13.7531	89.8910	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	0.28	0.006	100.0	900	468		0.005	36	
207	Huiscoyol	Río Huiscoyol	Ahuachapán	13.8573	90.0152	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	0.32	0.006	100.0	1,712	480		0.005	25	
208	Shuaplápala II	Qda. El Tambor	Sonsonate	13.5758	89.5634	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	0.58	0.005	100.0	1,787	215		0.004	25	
209	Quebrada Seca	Quebrada Seca	Sonsonate	13.5906	89.6045	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	0.77	0.004	80.0	1,589	445		0.003	20	
Totales																	
															20	180,759	756,000
																	Max = 17,000
																	Mín = 0.003

Note: Italic number was estimated values. N.d.: No dat.

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Tabla S.8 Valores Financieros de Sitios Potenciales de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (1/2)

No.	Nombre de Proyecto Project Name	Etapa del Proyecto Project Stage	Área Natural Protegida Natural Protect Area (SANP)	Potencia Potential (MW)	Energía Energy (MWh/Año)	Factor de planta Plant Factor	Inversión Total Investment Cost (x 1,000 US\$)	Costo/kW Cost/kW (US\$/kW)	Generación de costos Generation Cost (US\$/kWh)	Base del Proyecto (sin préstamo del Banco) Project Base (without Bank Loan)			Base del Inversión (con préstamo del Banco) Investment Base (with Bank Loan)			Fase del proyecto Project Phase
										TIR FIRR (%)	VAN NPV (x1,000 US\$)	B/C	TIR FIRR (%)	VAN NPV (x1,000 US\$)	B/C	
										(%)	(x1,000 US\$)		(%)	(x1,000 US\$)		
1	El Calambre	Construcción		0.058	311	81%	146	2,512	0.062	16.5%	82	1.17	? 39.4%	? 207	? 1.83	1
2	Mirazalco	Construcción		3.370	14,722	55%	9,959	2,958	0.089	? 19.6%	? 8,830	? 1.67	? 29.3%	? 9,475	? 1.76	1
3	Guajaco	Financiamiento		21.000	6,153	70%	1,475	1,475	0.032	26.0%	614	1.70	? 90.5%	? 6,883	? 2.94	1
4	Ilopango Aguacayo	Financiamiento		17.000	? 74,489	? 50%	51,000	? 3,000	? 0.090	? 19.7%	? 45,746	? 1.70	? 29.5%	? 49,047	? 1.80	1
5	San Luis IV	Bid Process		1.500	? 6,570	? 50%	5,250	? 3,500	? 0.105	? 16.3%	? 2,953	? 1.43	? 22.4%	? 3,293	? 1.50	1
6	Sumpul	De Registro SIGET		16.200	64,043	45%	49,600	? 3,000	? 0.100	? 17.9%	? 35,075	? 1.58	? 25.8%	? 38,221	? 1.67	1
7	Sucio, Los Tetuntes	De Registro SIGET		6.600	? 28,908	? 50%	19,800	? 3,000	? 0.090	? 19.5%	? 17,481	? 1.69	? 29.2%	? 18,782	? 1.78	1
8	La Joya	De Registro SIGET		3.000	? 13,140	? 50%	9,000	? 3,000	? 0.090	? 19.2%	? 7,696	? 1.65	? 28.6%	? 8,279	? 1.74	1
9	San Francisco	De Registro SIGET		1.000	? 4,380	? 50%	3,000	? 3,000	? 0.090	? 18.2%	? 2,261	? 1.53	? 26.4%	? 2,455	? 1.61	1
10	La Colmena (El Volcán)	De Registro SIGET		0.097	450	53%	290	2,986	? 0.085	15.3%	124	1.10	? 28.0%	? 259	? 1.63	1
11	Quebrada la Cueva / San Jose	De Registro SIGET		0.065	455	80%	294	4,527	? 0.085	13.2%	88	1.10	? 28.0%	? 262	? 1.63	1
12	Santa Rosa (El Riachuelo)	De Registro SIGET		0.038	260	78%	180	4,737	? 0.091	11.8%	30	1.00	? 22.7%	? 116	? 1.43	1
13	Aehuecillas (Rehabilitación)	Rehabilitación		0.630	? 2,759	? 50%	1,850	? 3,000	? 0.090	? 17.6%	? 1,300	? 1.46	? 25.0%	? 1,422	? 1.53	1
14	San Esteban	Rehabilitación		0.751	3,287	52%	4,558	6,472	? 0.105	? 8.3%	? 688	? 0.88	? 8.8%	? 374	? 2.03	1
15	Cumacurambo (Reconversion)	Reconversion		2.300	17,895	89%	2,225	967	? 0.016	42.0%	261	1.76	? 164.1%	? 19,707	? 4.25	1
16	Achahuapa (Rehabilitación)	Rehabilitación		0.120	? 825	? 50%	350	? 3,000	? 0.090	? 18.2%	? 270	? 1.53	? 26.4%	? 294	? 1.60	1
17	Sapupo (Rehabilitación)	Rehabilitación		0.060	? 263	? 50%	180	? 3,000	? 0.090	? 16.6%	? 107	? 1.38	? 23.1%	? 119	? 1.44	1
18	Chorreron Jiboa	Facibilidad		2.000	? 8,760	? 50%	6,000	? 3,000	? 0.090	? 19.0%	? 4,979	? 1.62	? 28.2%	? 5,367	? 1.70	1
19	La Montañita	Facibilidad		0.900	? 3,942	? 50%	2,700	? 3,000	? 0.090	? 18.2%	? 2,034	? 1.53	? 26.4%	? 2,208	? 1.61	1
20	El Sapo	Facibilidad		0.060	? 263	? 50%	180	? 3,000	? 0.090	31.0%	11,010	3.32	? 23.1%	? 119	? 1.44	1
21	San Luis II	Facibilidad		0.600	? 2,628	? 50%	1,800	? 3,000	? 0.090	? 17.4%	? 1,218	? 1.45	? 24.8%	? 1,335	? 1.52	1
22	Sonzacate (Nahuazallo I)	Facibilidad		3.839	16,816	50%	9,450	2,461	? 0.074	22.3%	9,758	2.18	? 37.2%	? 12,427	? 2.00	1
23	Potrerillos	Facibilidad		0.320	2,600	93%	976	3,049	? 0.049	18.4%	257	1.50	? 50.1%	? 2,292	? 2.52	1
24	Guaniquill - Poza Hon.d.a	Facibilidad		0.131	510	44%	345	2,637	? 0.089	14.7%	140	1.43	? 26.7%	? 287	? 1.61	1
25	La Cabaña	Facibilidad		0.080	4,300	52%	2,600	2,637	? 0.080	11.4%	181	1.40	? 31.4%	? 2,731	? 1.75	1
26	La Loma	Facibilidad		0.055	398	83%	270	4,905	? 0.080	16.0%	136	1.15	? 25.7%	? 212	? 1.56	1
27	El Progreso	Facibilidad		0.033	280	97%	200	6,061	? 0.094	11.8%	34	1.00	? 22.2%	? 154	? 1.42	1
28	Arute	Facibilidad		0.033	284	98%	200	9,300	? 0.046	30.6%	? 206	? 1.98	? 54.9%	? 212	? 2.05	1
29	Cumaro	Facibilidad		0.040	? 175	? 50%	120	? 3,000	? 0.090	? 15.0%	? 53	? 1.26	? 19.9%	? 61	? 1.30	1
30	El Naranjo	Facibilidad		0.031	146	54%	97	3,124	? 0.087	10.3%	2	0.85	? 18.9%	? 44	? 1.26	1
31	Quezalapa	Diseños Básicos		1.050	2,628	29%	3,150	? 3,000	? 0.158	? 9.9%	? -26	? 0.99	? 11.1%	? 178	? 1.05	1
32	Tihuapa 1	Diseños Básicos		1.315	3,870	34%	3,945	? 3,000	? 0.134	? 12.3%	? 794	? 1.16	? 15.1%	? 1,049	? 1.22	1
33	Tihuapa 2	Diseños Básicos		0.900	2,580	33%	2,700	? 3,000	? 0.138	? 11.6%	? 359	? 1.10	? 13.8%	? 534	? 1.16	1
34	San Simón 1	Diseños Básicos		0.900	2,040	26%	2,700	? 3,000	? 0.174	? 8.6%	? -304	? 0.91	? 9.1%	? 130	? 0.96	1
35	San Simón 2	Diseños Básicos		0.915	2,484	31%	2,745	? 3,000	? 0.146	? 10.9%	? 201	? 1.06	? 12.6%	? 379	? 1.11	1
36	San Simón 3	Diseños Básicos		0.870	2,570	34%	2,610	? 3,000	? 0.134	? 11.9%	? 427	? 1.12	? 14.3%	? 596	? 1.18	1
37	Tihuapa 3	Diseños Básicos		2.100	6,802	46%	4,300	? 3,000	? 0.122	? 14.9%	? 2,743	? 1.15	? 25.7%	? 2,743	? 1.15	1
38	Tihuapa 5	Diseños Básicos		1.410	5,673	46%	4,230	? 3,000	? 0.098	? 17.2%	? 2,757	? 1.48	? 24.3%	? 3,031	? 1.56	1
39	Cuyapa	Diseños Básicos		1.020	2,840	32%	3,060	? 3,000	? 0.142	? 11.2%	? 315	? 1.08	? 13.2%	? 513	? 1.13	1
40	Suquapa	Diseños Básicos		3.530	13,630	44%	10,590	? 3,000	? 0.102	? 17.2%	? 6,896	? 1.51	? 24.2%	? 7,071	? 1.59	1
41	Gr. Chalatenango	Diseños Básicos		1.630	3,680	26%	4,890	? 3,000	? 0.175	? 9.3%	? -279	? 0.95	? 10.1%	? 37	? 1.01	1
42	Sucio 3	Diseños Básicos		2.025	11,149	63%	6,075	? 3,000	? 0.072	? 23.5%	? 7,849	? 1.91	? 38.1%	? 8,242	? 2.01	1
43	Poloros	Diseños Básicos		2.025	5,250	30%	6,075	? 3,000	? 0.152	? 11.2%	? 597	? 1.08	? 13.1%	? 991	? 1.14	1
44	Huiza 2	Diseños Básicos		2.100	6,009	33%	6,300	? 3,000	? 0.138	? 12.4%	? 1,330	? 1.17	? 15.5%	? 1,738	? 1.24	1
45	Santo Domingo (Presas 1 & 2 & 3)	Pre Facibilidad		1.540	7,885	58%	2,958	2,881	? 0.087	23.4%	3,969	2.29	? 35.9%	? 5,579	? 1.92	1
46	Chacala Los Apantes (Presas 1 & 2)	Pre Facibilidad		1.500	8,126	62%	4,498	3,124	? 0.094	22.0%	3,492	2.14	? 36.8%	? 5,625	? 1.95	1
47	Santa Rita	Pre Facibilidad		3.357	36,093	59%	21,820	2,539	? 0.087	21.7%	20,888	2.11	? 36.3%	? 27,882	? 2.00	1
48	Milingo (Reconversion)	Pre Facibilidad		0.800	? 3,929	? 60%	2,225	2,781	? 0.089	42.0%	261	1.76	? 28.8%	? 2,061	? 1.66	1
49	Copinula I	Pre Facibilidad		0.603	2,641	50%	2,155	3,573	? 0.107	14.1%	653	1.35	? 19.8%	? 1,059	? 1.37	1
50	San José Loma	Pre Facibilidad		1.901	8,327	50%	7,797	4,101	? 0.123	13.1%	1,804	1.26	? 18.3%	? 3,354	? 1.37	1
51	Cara Sucia (Presas 1 & 2)	Pre Facibilidad	SANP	0.584	2,559	50%	2,560	4,382	? 0.132	11.1%	201	1.09	? 14.6%	? 624	? 1.19	1
52	San Pedro II	Pre Facibilidad		0.397	1,739	50%	1,641	4,134	? 0.124	11.0%	117	1.08	? 18.1%	? 685	? 1.35	1
53	Copinula II	Pre Facibilidad		0.487	2,132	50%	2,266	4,655	? 0.140	10.0%	-7	1.00	? 15.5%	? 653	? 1.25	1
54	Obda El Naranjo al Naranjo	Pre Facibilidad		0.080	? 350	? 50%	240	? 3,000	? 0.090	? 17.4%	? 162	? 1.45	? 24.7%	? 177	? 1.52	1
55	Obda El Singual, al Cuyapo	Pre Facibilidad		0.058	? 254	? 50%	174	? 3,000	? 0.090	? 16.5%	? 102	? 1.37	? 22.9%	? 113	? 1.43	1
56	Venecia Prusia	Pre Facibilidad		1.200	? 5,256	? 50%	3,600	? 3,000	? 0.090	? 18.5%	? 2,804	? 1.56	? 27.0%	? 3,037	? 1.64	1
57	Las Pilonas	Pre Facibilidad		1.100	2,961	31%	3,268	2,971	? 0.145	9.2%	-17	0.99	? 12.8%	? 489	? 1.12	1
58	Copinula	Pre Facibilidad		0.244	1,055	50%	1,371	5,691	? 0.171	5.2%	-40	0.67	? 10.9%	? 67	? 1.04	1
59	Santa Emilia I	Pre Facibilidad		0.500	? 2,180	? 50%	1,500	? 3,000	? 0.090	? 17.0%	? 946	? 1.41	? 23.8%	? 1,044	? 1.47	1
60	Santa Emilia II	Pre Facibilidad		0.500	? 2,180	? 50%	1,500	? 3,000	? 0.090	? 17.0%	? 946	? 1.41	? 23.8%	? 1,044	? 1.47	1
61	Torola	Inventory		4.321	18,667	49%	4,710	1,090	0.033	26.0%	1,530	1.78	? 69.7%	? 18,607	? 3.20	2
62	Copinula III	Inventory		0.463	3,187	79%	1,636	3,533	0.068	24.9%	2,364	2.02	41.4%	2,470	2.11	2
63	La Calzadora I	Inventory		0.432	2,300	61%	1,308	3,028	0.075	22.6%	1,564	1.85	36.0%	1,648	1.94	2
64	Los Hervideros I	Inventory		0.993	5,457	63%	2,934	2,954	0.071	23.2%	3,688	1.85	37.3%	3,878	1.93	2
65	Los Hervideros II (Presas 1 & 2)	Inventory		0.435	3,136	82%	1,902	4,372	0.080	21.5%	2,064	1.80	33.0%	2,187	1.89	2
66	Malancoia	Inventory		4.175	17,688	48%	10,926	2,617	0.081	21.3%	11,575	1.79	33.0%	12,282	1.88	2
67	Gran.d.e de San Mguel, Sn Juan	Inventory		4.500	19,710	50%	13,500	? 3,000	? 0.132	? 19.4%	? 11,773	? 1.67	? 29.0%	? 12,647	? 1.76	2
68	Gr.d.e de San Mguel, San José	Inventory		3.200	14,016	50%	9,600	? 3,000	? 0.132	? 19.3%	? 8,240	? 1.65	? 28.7%	? 8,861	? 1.74	2
69	Chilama I (Presas 1 & 2)	Inventory		2.523	7,840	34%	5,197	1,981	0.087	19.5%	4,562	1.84	29.1%	4,888	1.73	2
70	Guayapa I	Inventory	SANP	0.497	2,699	62%	1,731	3,604	0.091	14.9%	2,302	1.64	28.3%	1,304	1.47	2
71	La Calzadora II	Inventory		0.457	2,434	61%	1,677	3,670	0.091	19.0%	1,401	1.63	28.2%	1,509	1.72	2
72	EL Jabio	Inventory		2.000	8,760	50%	6,000	? 3,000	? 0.132	? 19.0%	? 4,979	? 1.62	? 28.1%	? 5,367	? 1.70	2
73	El Rosario II	Inventory		0.498	2,606	60%	1,848	3,711	0.093	18.6%	1,460	1.60	27.2%	1,580	1.69	2
74	San Sebastián	Inventory		0.480	2,317	55%	1,656	3,449	0.094	18.4%	1,276	1.59	26.8%	1,383	1.67	2
75	Chilama II	Inventory		0.457	2,343	59%	1,695	3,708	0.095	18.2%	1,273	1.57	26.4%	1,383	1.66	2

Tabla S.8 Valores Financieros de Sitios Potenciales de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (2/2)

No.	Nombre de Proyecto Project Name	Etapa del Proyecto Project Stage	Área Natural Protegida Natural Protect Area (SANP)	Potencia	Energía	Factor de planta	Inversión Total	Costo/kW	Generación de costos	Base del Proyecto (sin préstamo del Banco) Project Base (without Bank Loan)			Base del Inversionista (con préstamo del Banco) Investment Base (with Bank Loan)			Fase del proyecto Project Phase
				Potential	Energy	Plant Factor	Investment Cost	Cost/kW	Generation Cost	TIR	NPV	B/C	TIR	NPV	B/C	Project Phase
				(MW)	(MWh/Año)	(%)	(x 1,000 US\$)	(US\$/kW)	(US\$/kWh)	(%)	(x1,000 US\$)	(%)	(x1,000 US\$)	(%)	(x1,000 US\$)	
110	Asuchio	Inventory		0.428	1,756	47%	1,725	4,031	0.129	13.5%	525	1.25	17.1%	637	1.32	
111	Agua Fría	Inventory		0.974	3,960	46%	3,678	3,776	0.122	13.7%	1,187	1.25	17.5%	1,425	1.31	3
112	Chilama III	Inventory		0.934	3,756	46%	3,491	3,738	0.122	13.6%	1,101	1.24	17.3%	1,327	1.31	3
113	Tehuachode	Inventory		0.339	1,267	43%	1,243	3,667	0.129	13.2%	352	1.23	16.7%	433	1.29	3
114	Tizapa IV	Inventory		0.265	1,284	55%	1,268	4,786	0.130	13.2%	351	1.22	16.6%	433	1.29	3
115	Quezalte	Inventory		0.495	1,651	38%	1,679	3,391	0.134	13.0%	437	1.21	16.2%	546	1.28	3
116	El Anonal	Inventory		0.481	1,794	43%	1,835	3,815	0.135	13.0%	474	1.21	16.2%	593	1.28	3
117	Mzata I	Inventory		0.421	1,727	47%	1,776	4,217	0.135	12.9%	445	1.21	16.0%	560	1.27	3
118	Los Pueblos I	Inventory		0.412	2,081	58%	2,176	5,281	0.138	12.8%	524	1.20	15.9%	655	1.27	3
119	El Cutal	Inventory		0.445	1,618	42%	1,675	3,764	0.136	12.8%	401	1.20	15.8%	509	1.26	3
120	Tepechapa	Inventory		0.232	1,224	60%	1,245	5,366	0.134	12.8%	298	1.19	15.8%	379	1.26	3
121	El Silencio	Inventory		0.287	1,178	47%	1,201	4,184	0.134	12.7%	281	1.19	15.7%	358	1.25	3
122	Concepción Los Planes	Inventory		0.450	1,680	43%	1,766	3,924	0.138	12.6%	396	1.18	15.5%	510	1.25	3
123	El Rosario V	Inventory		0.182	951	60%	1,001	5,502	0.139	12.6%	224	1.18	15.5%	289	1.25	3
124	El Escalón	Inventory		0.420	1,567	43%	1,641	3,908	0.138	12.6%	367	1.18	15.5%	474	1.25	3
125	Cuitapán	Inventory		0.422	1,575	43%	1,659	3,930	0.139	12.5%	362	1.18	15.4%	469	1.24	3
126	Río Ceniza (Presa 1 & 2)	Inventory		0.330	1,780	62%	1,898	5,751	0.140	12.4%	401	1.17	15.3%	524	1.24	3
127	Papalequayo (Presa 1 & 2)	Inventory		0.278	1,143	47%	1,198	4,308	0.138	12.3%	241	1.16	15.1%	318	1.23	3
128	Guayapa VI	Inventory	SANP	0.175	915	60%	995	5,687	0.143	12.2%	185	1.15	14.8%	249	1.22	3
129	Cautia II	Inventory		0.223	1,259	64%	1,377	6,175	0.144	11.9%	223	1.13	14.3%	312	1.20	3
130	Guayapa II	Inventory		0.131	947	83%	836	6,086	0.148	11.8%	105	1.12	14.2%	132	1.14	3
131	San Benito (Presa 1 & 2)	Inventory		0.483	1,613	38%	1,807	3,742	0.148	11.8%	276	1.13	14.1%	393	1.19	3
132	Tecomate	Inventory		0.421	1,572	43%	1,758	4,176	0.147	11.8%	269	1.13	14.1%	383	1.19	3
133	Tilapa III	Inventory		0.480	1,619	39%	1,817	3,785	0.148	11.8%	276	1.13	14.1%	393	1.19	3
134	San Rafael (Presa 1 & 2)	Inventory		0.232	955	47%	1,022	4,406	0.141	11.9%	165	1.13	14.3%	231	1.19	3
135	Ayacachapa III	Inventory		0.312	1,166	43%	1,275	4,088	0.144	11.8%	199	1.13	14.2%	282	1.19	3
136	Ayacachapa II	Inventory		0.448	1,495	38%	1,674	3,737	0.148	11.7%	250	1.12	14.1%	368	1.19	3
137	Sunzacuapa I	Inventory		0.197	1,183	69%	1,377	6,987	0.153	11.5%	176	1.11	13.6%	255	1.17	3
138	Tilapa I	Inventory		1.025	3,680	41%	3,954	3,858	0.142	11.6%	552	1.11	13.9%	808	1.17	3
139	Apancoyo II	Inventory		0.416	1,388	38%	1,589	3,819	0.151	11.4%	193	1.10	13.5%	296	1.16	3
140	Tizapa III	Inventory		0.198	800	46%	927	4,682	0.153	11.3%	104	1.09	13.4%	164	1.16	3
141	Río Nejapa II	Inventory		0.126	907	82%	1,062	8,425	0.154	11.3%	116	1.09	13.3%	185	1.15	3
142	El Rosario III	Inventory		0.195	994	58%	1,179	6,048	0.156	11.2%	118	1.08	13.1%	194	1.15	3
143	Guayapa IV (Presa 1 & 2)	Inventory	SANP	0.149	713	55%	836	5,809	0.154	11.1%	78	1.08	13.0%	132	1.14	3
144	Mzata II	Inventory		0.270	1,109	47%	1,289	4,771	0.153	11.1%	118	1.08	13.0%	202	1.14	3
145	Sunzacuapa II	Inventory		0.193	1,090	64%	1,322	6,848	0.160	11.0%	110	1.07	12.8%	196	1.13	3
146	El Tablón	Inventory		0.194	723	43%	870	4,484	0.158	10.8%	60	1.06	12.5%	116	1.12	3
147	El Diamante I	Inventory		0.235	1,196	58%	1,436	6,109	0.158	10.8%	94	1.05	12.5%	187	1.11	3
148	El Rosario VI	Inventory	SANP	0.165	789	55%	960	5,819	0.160	10.8%	61	1.05	12.4%	123	1.11	3
149	Talquezalar	Inventory		0.421	1,238	34%	1,501	3,565	0.160	10.7%	88	1.05	12.3%	165	1.11	3
150	El Cedro	Inventory		0.336	1,119	38%	1,348	4,012	0.159	10.7%	78	1.05	12.3%	185	1.11	3
151	Guayapa III (Presa 1 & 2)	Inventory		0.093	733	90%	899	9,663	0.161	10.6%	47	1.04	12.2%	105	1.10	3
152	Mzata III	Inventory		0.215	883	47%	1,055	4,907	0.157	10.5%	47	1.04	12.1%	116	1.09	3
153	Ayacachapa I	Inventory		0.218	1,036	54%	1,266	5,806	0.161	10.4%	48	1.03	11.9%	130	1.09	3
154	Comizapa	Inventory		0.152	673	51%	845	5,559	0.165	10.3%	21	1.02	11.7%	76	1.08	3
155	Las Mesas	Inventory		0.089	513	66%	633	7,109	0.163	10.2%	12	1.02	11.6%	53	1.07	3
156	San Ignacio	Inventory		0.441	1,269	33%	1,636	3,711	0.170	10.0%	5	1.00	11.3%	111	1.06	3
157	Ashuquema II	Inventory		0.120	822	78%	1,080	9,003	0.173	9.8%	-5	1.00	11.1%	65	1.05	3
158	El Metzazo	Inventory		0.173	648	43%	840	4,855	0.171	9.8%	-6	0.99	11.1%	48	1.05	3
159	Siberia	Inventory		0.240	965	46%	1,221	5,153	0.169	9.9%	-13	0.99	11.0%	67	1.05	3
160	Joya Verde	Inventory		0.178	731	47%	984	5,525	0.177	9.6%	-31	0.97	10.6%	32	1.03	3
161	Aguchapio III	Inventory	SANP	0.112	583	59%	791	7,065	0.179	9.4%	-42	0.96	10.2%	9	1.01	3
162	Apancoyo III	Inventory		0.156	641	47%	879	5,635	0.181	9.3%	-49	0.95	10.2%	8	1.01	3
163	Tazulá	Inventory		0.175	719	47%	997	5,697	0.183	9.3%	-57	0.95	10.1%	7	1.01	3
164	Metalio I	Inventory		0.068	517	87%	731	10,743	0.186	8.9%	-70	0.92	9.4%	-22	0.97	3
165	Aguchapio II	Pre Factibilidad		0.113	493	50%	697	6,192	0.186	-3.4%	-418	0.31	9.4%	2	0.97	3
166	El Izcanal IV	Inventory		0.080	487	70%	693	8,663	0.187	8.7%	-72	0.91	9.3%	-38	0.96	3
167	Los Ausoles	Inventory		0.068	490	82%	709	10,429	0.191	8.6%	-83	0.90	9.0%	-27	0.95	3
168	Guayapa IV	Inventory		0.060	430	82%	615	10,247	0.189	8.5%	-74	0.90	9.0%	-34	0.95	3
169	Mzata IV	Inventory		0.191	715	43%	1,079	5,648	0.199	8.5%	-136	0.89	8.9%	-66	0.94	3
170	El Izcanal III	Inventory	SANP	0.065	444	78%	683	10,511	0.203	7.9%	-117	0.86	8.0%	-73	0.90	3
171	Quebrada Hon.d.a	Inventory		0.173	649	42%	1,034	5,842	0.210	7.9%	-177	0.85	8.0%	-110	0.90	3
172	Tihuicha I	Inventory		0.271	459	44%	721	10,152	0.207	7.8%	-132	0.84	7.8%	-86	0.89	3
173	Río Nejapa III	Inventory		0.060	412	78%	677	11,288	0.217	7.3%	-151	0.81	7.1%	-107	0.86	3
174	El Izcanal I	Inventory		0.058	462	91%	771	13,288	0.220	7.2%	-173	0.81	7.1%	-123	0.85	3
175	La Soledad I	Inventory		0.070	415	68%	699	9,981	0.222	7.1%	-166	0.80	6.8%	-121	0.84	3
176	El Sauce (Presa 1 & 2)	Inventory		0.127	641	58%	1,118	8,806	0.230	7.1%	-262	0.79	6.9%	-190	0.84	3
177	La Soledad II	Inventory	SANP	0.069	416	69%	721	10,448	0.228	6.8%	-185	0.78	6.5%	-139	0.83	3
178	Metalio II	Inventory		0.072	378	60%	651	9,042	0.227	6.8%	-170	0.78	6.4%	-128	0.82	3
179	Texipulco	Inventory		0.063	378	68%	669	10,611	0.233	6.6%	-185	0.76	6.1%	-142	0.81	3
180	Ashuquema III (Presa 1 & 2)	Inventory		0.066	362	63%	651	9,870	0.237	6.4%	-190	0.75	5.9%	-148	0.79	3
181	Río Chiquito	Inventory		0.046	384	95%	718	15,609	0.246	6.1%	-222	0.73	5.5%	-175	0.78	3
182	Casa de Piedra	Inventory		0.076	347	52%	683	8,989	0.260	5.7%	-237	0.70	4.9%	-193	0.74	3
183	Tizapa V	Inventory		0.070	327	53%	664	9,480	0.267	5.4%	-243	0.68	4.5%	-200	0.72	3
184	Los Mlagros	Inventory		0.065	328	58%	680	10,454	0.273	5.2%	-257	0.67	4.3%	-213	0.71	3
185	El Quequeishque II	Inventory		0.068	309	52%	642	9,444	0.274	5.2%	-247	0.67	4.2%	-205	0.71	3
186	El Izcanal I	Inventory	SANP	0.045	355	90%	758	18,842	0.281	5.1%	-293	0.66	4.2%	-244	0.70	3
187	La Soledad IV (Presa 1 & 2)	Inventory	SANP	0.070	274	45%	584	8,340	0.280	4.8%	-237	0.65	3.8%	-199	0.69	3
188	Tizapa I	Inventory		0.068	311	52%	671	9,869	0.284	4.9%	-270	0.65	3.9%	-226	0.69	3
189	Telescaligüe	Inventory		0.071	292	47%	635	8,949	0.287	4.8%	-261	0.64	3.7%	-220	0.68	3
190	Los Infernillos	Inventory		0.067	279	48%	614	9,161	0.290	4.6%	-259	0.63	3.5%	-219	0.67	3
191																