

**UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR**  
**FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS**  
**MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN FINANCIERA**



**“DECISIONES DE INVERSIÓN EN PROYECTOS DE ENERGÍA  
RENOVABLE NO CONVENCIONAL”**

TRABAJO DE GRADUACIÓN PRESENTADO POR:

**EDGAR ERNESTO HERNÁNDEZ PARADA**

PARA OPTAR AL GRADO DE

**MAESTRO EN ADMINISTRACIÓN FINANCIERA**

MARZO DE 2016

CIUDAD UNIVERSITARIA, EL SALVADOR, CENTRO AMÉRICA

# UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR



## AUTORIDADES UNIVERSITARIAS

RECTOR INTERINO : LIC. JOSÉ LUIS ARGUETA ANTILLÓN  
SECRETARIO GENERAL INTERINA: DRA. ANA LETICIA ZA VALETA DE AMAYA

## AUTORIDADES DE LA FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS

DECANO : LIC. NIXON ROGELIO HERNÁNDEZ VÁSQUEZ  
VICEDECANO : LIC. MARIO WILFREDO CRESPIÓN ELÍAS, MSc  
SECRETARIA : LICDA. VILMA MARISOL MEJÍA TRUJILLO  
ADMINISTRADOR ACADÉMICO : LIC. EDGAR ANTONIO MEDRANO MELÉNDEZ  
TRIBUNAL EXAMINADOR : LIC. JUAN VICENTE ALVARADO RODRÍGUEZ, MSc  
LIC. JONNY FRANCISCO MERCADO CARRILLO, MSc  
LIC. VICTOR RENÉ OSORIO AMAYA, MSc

MARZO DE 2016

CIUDAD UNIVERSITARIA, EL SALVADOR, CENTRO AMÉRICA

## RESUMEN

Debido a las presiones mundiales para evitar cada vez más el uso de combustibles fósiles y sus problemas asociados, como son el nivel de contaminación, generación de gases de efecto invernadero, calentamiento global y la disponibilidad misma de los combustibles, existe un auge mundial en el uso de energías renovables, más limpias y amigables con el medio ambiente y que estén de acuerdo a las políticas de Estado.

Este documento es un esfuerzo para incentivar el uso de dichos recursos renovables, específicamente los no convencionales, que por su tecnología pueden ser aplicadas casi en cualquier parte del mundo, y es especialmente beneficioso a países en vías de desarrollo. Para lograr promover el uso de estas fuentes renovables, se estudiará todos los elementos importantes en su gestión, de manera que los posibles inversionistas no dejen de fuera ningún tema.

Las energías renovables no convencionales tienen muchas ventajas en varios aspectos, pero no se debe descuidar el análisis en función de su rentabilidad, como cualquier proyecto. Por lo tanto, este documento enfatiza la parte del análisis financiero, tocando los diferentes criterios involucrados, basados en las condiciones actuales de El Salvador y la región, para ayudar a disminuir los riesgos inherentes a los proyectos con estas tecnologías.

## ÍNDICE

RESUMEN . . . . .	iii
ÍNDICE . . . . .	iv
ÍNDICE DE TABLAS Y FIGURAS . . . . .	vi
NOMENCLATURA . . . . .	vii
INTRODUCCIÓN . . . . .	x
CAPITULO I. MARCO TEÓRICO	
1.1 Mercado Eléctrico de El Salvador . . . . .	1
1.2 Energía Renovable no Convencional . . . . .	5
1.2.1 Energía Solar Fotovoltaica . . . . .	6
1.2.2 Energía Hidroeléctrica de Pequeña Escala . . . . .	9
1.2.3 Energía Obtenida a Base de Biomasa Sólida . . . . .	14
1.2.4 Energía Obtenida a Base de Biogás . . . . .	16
1.2.5 Energía Eólica . . . . .	19
CAPITULO II. EVALUACIÓN NO FINANCIERA	
2.1 Estudio de Viabilidad Técnica . . . . .	22
2.2 Aspectos Generales. . . . .	26
2.2.1 Requisitos Legales . . . . .	26
2.2.2 Marco Regulatorio . . . . .	27
2.2.3 Consideraciones Ambientales. . . . .	27
2.2.4 Ley de Incentivos Fiscales (LIF) . . . . .	29
2.2.5 Gestiones Varias . . . . .	30
2.2.6 Facturación. . . . .	32

### CAPITULO III. EVALUACIÓN FINANCIERA

3.1 Estudio de Viabilidad Financiera . . . . .	34
3.1.1 Valor Actual Neto (NPV) . . . . .	35
3.1.2 Tasa Interna de Retorno (IRR) . . . . .	36
3.1.3 Análisis de Sensibilidad . . . . .	36
3.1.4 Inflación . . . . .	37
3.1.5 Otros Factores . . . . .	38
3.2 Financiamiento . . . . .	39
3.2.1 Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) . . . . .	41
3.2.2 Banco de Desarrollo de El Salvador (BANDESAL) . . . . .	41
3.3 Evaluación de Proyectos . . . . .	42
3.3.1 Análisis Multicriterio: Método del Scoring . . . . .	43
3.3.2 Elaboración del Perfil . . . . .	45
3.3.3 Estudio de Factibilidad . . . . .	46
3.4 Caso de Estudio “Planta Generadora Fotovoltaica San Gabriel” . . . . .	49
3.4.1 Descripción del Proyecto . . . . .	50
3.4.2 Análisis Técnico . . . . .	51
3.4.3 Análisis Financiero. . . . .	53

### CAPITULO IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones . . . . .	62
4.2 Recomendaciones . . . . .	63
Referencias . . . . .	64
Apéndices . . . . .	66

## ÍNDICE DE TABLAS Y FIGURAS

Tabla No. 1 Costos de inversión de proyectos a diferentes escalas de potencia	12
Tabla No. 2 Escala de ponderación para criterios de selección de acuerdo a su importancia	44
Tabla No. 3 Rating de satisfacción de las últimas alternativas para criterios de evaluación	45
Tabla No. 4 Producción de energía eléctrica neta anual	52
Tabla No. 5 Costo de capital propio	56
Tabla No. 6 Costo de capital de terceros	57
Tabla No. 7 Costo de capital nominal	57
Tabla No. 8 Costo de capital real	59
Tabla No. 9 Flujo de efectivo proyecto Planta San Gabriel	60
Fig. No. 1 Mapa de irradiación solar de El Salvador	7
Fig. No. 2 Configuración de un sistema fotovoltaico típico	8
Fig. No. 3 Corte transversal de un sistema PCH típico a filo de agua	11
Fig. No. 4 Esquema de una planta típica de biomasa sólida	15
Fig. No. 5 Sistema de generación eléctrica de un relleno sanitario urbano (RSU)	18
Fig. No. 6 Aerogenerador de pequeña escala para azoteas	20
Fig. No. 7 Modelo de evaluación técnica y financiera de proyectos ERNC	47
Fig. No. 8 Irradiación solar mensual en el área de Apopa	52

## NOMENCLATURA

ANDA	Administración Nacional de Acueductos y Alcantarillados
APR	Auto-Productor Renovable
AWEA	American Wind Energy Association
BCIE	Banco Centroamericano de Integración Económica
CAPM	Capital Asset Pricing Model
CEL	Comisión Ejecutiva del Rio Lempa
CLP	Contratos Públicos a Largo Plazo
CNE	Consejo Nacional de Energía
CNR	Centro Nacional de Registros
CPI-U	Consumer Price Index for All Urban Consumers
DAI	Derechos Arancelarios de Importación
DEE	Dirección de Energía Eléctrica (forma parte del MINEC)
DCF	Discounted Cash Flow
EE.UU. ó USA	Estados Unidos de América
ERNC	Energía Renovable no Convencional
ETESAL	Empresa Transmisora de El Salvador, S.A. de C.V.
FAT	Fondo de Asistencia Técnica
GDR	Generador Distribuido Renovable

IFI	Instituciones Financieras Intermedias
IPC	Índice de Precios al Consumidor
IRR	Tasa Interna de Retorno (Internal Rate of Return )
IVA	Impuesto a la Transferencia de Bienes Muebles y a la Prestación de Servicios
KV	Se refiere a kilovoltios
KW	Se refiere a kilovatios
LGE	Ley General de Electricidad de El Salvador
LIBOR	London InterBank Offered Rate
LIF	Ley de Incentivos Fiscales
MARN	Ministerio del Medio Ambiente y Recursos Naturales
MC	Mercado de Contratos
MCI	Motores de Combustión Interna
MDL	Mecanismo para un Desarrollo Limpio
MER	Mercado Eléctrico Regional
MH	Ministerio de Hacienda
MIDES	Manejo Integral de Desechos Sólidos S.E.M. de C.V.
MINEC	Ministerio de Economía
MRS	Mercado Regulador del Sistema
MIPYMES	Micros, Pequeñas y Medianas Empresas de El Salvador
MW	Se refiere a megavatios



NPV	Valor Actual Neto (Net Present Value)
OPAMSS	Oficina de Planificación del Área Metropolitana de El Salvador
PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica
PM	Participante del Mercado Mayorista de El Salvador
PPA	Power Purchase Agreement
ROBCP	Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción
ROSTMM	Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista
RSU	Relleno Sanitario Urbano
SECULTURA	Secretaría de la Cultura de El Salvador
SIGET	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones
SSF	Superintendencia del Sistema Financiero
SWERA	Solar and Wind Energy Resource Assessment
UT	Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.
VMVDU	Vice Ministerio de Vivienda y Desarrollo Urbano
WACC	Promedio Ponderado del Costo de Capital (Weighted Average Cost of Capital)

## INTRODUCCIÓN

Este documento está estructurado de acuerdo a los pasos a seguir para la implementación de proyectos en energías renovables no convencionales, con énfasis en el análisis financiero, para asegurar una rentabilidad razonable a largo plazo.

En el primer capítulo se realizará una revisión del rubro eléctrico de El Salvador, describiendo brevemente su historia y entes involucrados, así como el estudio de los mercados en los cuales es posible participar, describiendo sus características. También se revisará el marco teórico de los diferentes tipos de recursos disponibles en energía renovable no convencional. Este último tópico se realiza en un orden de los más aplicables en El Salvador.

En el segundo capítulo se describirá la evaluación no financiera, en especial su viabilidad técnica y los diversos aspectos generales, como requisitos legales, el marco regulatorio, consideraciones ambientales, incentivos para la inversión, etc. La viabilidad técnica es muy importante ya que determina las primeras especificaciones del proyecto, como su tamaño, tecnología, ubicación, energía a generar, etc. que son básicos para la posterior evaluación financiera. En cuanto a los incentivos gubernamentales para las inversiones en energías renovables, es muy importante comprender que dichos beneficios son cruciales para la rentabilidad de los proyectos.

En el capítulo tres se estudia los diferentes aspectos de la evaluación financiera de los proyectos. Se describen las dos principales herramientas de evaluación tradicional, el valor actual neto y la tasa interna de retorno. También se detallan las condiciones del

crédito de dos de las instituciones más especializadas en este rubro, el BCIE y BANDESAL. En esta parte se realiza la evaluación final de los proyectos, en la cual se vuelve a analizar todos los criterios ya agrupados en las fases anteriores, de lo cual se determina el perfil del proyecto. Para que se pueda entender mejor el proceso, se incluye un caso de estudio real que será de interés general.

Finalmente, en el capítulo cuatro se concluye con las conclusiones y recomendaciones que resultan del estudio realizado en las diferentes alternativas de recursos en energía renovable.

# **CAPITULO I. MARCO TEÓRICO**

## **1.1 Mercado Eléctrico de El Salvador**

El mercado eléctrico de El Salvador como se conoce actualmente tuvo sus orígenes en la década de años 90, cuando en 1996 se aprobó la Ley General de Electricidad (LGE) y la Ley de Creación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) como ente regulador y supervisor del sector. Dicha Ley y su posterior Reglamento, fueron iniciativa de la Dirección de Energía Eléctrica (DEE) dentro del Ministerio de Economía (MINEC) como parte de un proceso de reforma del sector eléctrico.

El siguiente paso de la reestructuración fue la privatización de las generadoras térmicas a base de derivados del petróleo y las empresas distribuidoras que estaban en poder del Estado a través de la Compañía Eléctrica del Río Lempa (CEL).

En 1998 se creó la Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL), para la construcción y mantenimiento de las líneas de transmisión; y la Unidad de Transacciones (UT), como la entidad responsable de Operar y Administrar el Sistema Eléctrico en base al Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista (ROSTMM).

Entre 1999 y 2008 se realizaron reformas a la LGE y su Reglamento, para dar cabida a la creación del Consejo Nacional de Energía (CNE), ente rector de la política energética, y la Ley de Incentivos Fiscales (LIF) para las Energías Renovables no

Convencionales (ERNC). Ésta última promulga una serie de beneficios muy importantes que promueven las inversiones y que se verá en detalle más adelante.

En el 2009 se aprueba el Reglamento de Operación del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP) que entró en operación en agosto de 2011, cambiando el esquema del mercado eléctrico, que estaba basado en oferta de precios, pasando a un mercado basado en costos, permitiendo también la apertura de contratos de largo plazo (CLP). De esta forma se consolida el Mercado Mayorista con dos subdivisiones, el Mercado de Contratos (MC) y el Mercado Regulador del Sistema (MRS) también conocido como “*Spot*”.

En el 2013 nace un nuevo mercado, el Mercado Distribuido Renovable, cuando se aprueba las Normas sobre Procesos de Libre Concurrencia para Contratos de Largo Plazo Respaldados con Generación Distribuida Renovable, que permite comercializar energía eléctrica a nivel de distribución con fuentes renovables. Actualmente solo se puede participar en este mercado a través de contratos, ya sea a base de licitaciones públicas de libre concurrencia de largo plazo (CLP) o por contratos privados bilaterales (PPA, “*Power Purchase Agreement*”). Los PPA son contratos del tipo “*Forward*”, generalmente “*Over the Counter*” (no regulados por un ente como una bolsa de valores o por SIGET), que tienen más libertades en sus cláusulas que los contratos públicos licitados.

Actualmente, los generadores de ERNC pueden participar tanto en el Mercado Mayorista (MRS ó MC) como en el Mercado Distribuido Renovable, cada uno de los

cuales tiene características propias, las cuales serán un punto de decisión dentro de la inversión a realizar. Aunque en el 2014 inició el Mercado Eléctrico Regional (MER) conformado por los seis países centroamericanos, a la fecha de este documento la capacidad de generación de los generadores de ERNC aún no es suficiente para lograr una participación activa en este mercado.

En el Mercado Mayorista un generador o Participante del Mercado generador (PM generador) puede conectarse a la red de transmisión (115 KV) o la red de distribución (23 KV ó 46 KV) siempre y cuando su potencia inyectada mínima sea 5 MW. Las características de los tipos de mercado mayorista son los siguientes:

#### Mercado Regulador del Sistema:

- a. La participación del mercado oscila, pero promedia el 20% de la energía transada.
- b. El precio de la energía la define la unidad marginal (la más costosa).
- c. El precio de la energía varía cada hora.
- d. Premia la eficiencia técnica y en costos operativos (entra primero el de menor costo y el que no genera no tiene ingresos por energía).
- e. Los generadores con contratos pueden comprar energía para honrar dichos contratos en el caso de que no hayan sido despachados.
- f. Los generadores cuya potencia despachada es mayor al compromiso de sus contratos puede vender sus excedentes en el mercado spot.

#### Mercado de Contratos:

- a. Aproximadamente un 80% de la energía es transada en este mercado.

- b. El precio de la energía se define mediante procesos de licitación de libre concurrencia.
- c. El ente regulador (SIGET) define el precio techo en cada licitación.
- d. Los precios se indexan de forma mensual y anual. Por lo tanto, el precio de la energía varía mensualmente.
- e. Este mercado busca estabilizar el precio de la energía.
- f. Incentiva la inversión ya que garantiza a los generadores la compra de su energía por un período de tiempo.
- g. Es un instrumento que respalda las solicitudes de financiamiento de los generadores.
- h. En ambos mercados (MRS o Contratos) el mercado paga a los generadores, además de la energía inyectada, una garantía de disponibilidad, llamada “Capacidad Firme”. A la fecha de este documento la capacidad firme tiene un valor de \$ 7.80/KW/mes.

El Mercado Distribuido Renovable tiene las siguientes características:

- a. Aplica a plantas que no tienen condiciones de participar en el mercado mayorista.
- b. Participan generadores exclusivamente basados en fuentes renovables.
- c. Pueden conectarse únicamente a la red de distribución eléctrica.
- d. El proceso de los contratos licitados públicos (CLP) es similar al del Mercado de Contratos.
- e. Tiene un precio monómico (precio único, solamente por la energía inyectada).
- f. Pueden participar tanto generadores puros (Generador Distribuido Renovable, GDR) como generadores que parte de la energía la consuman en uso propio y sus excedentes los inyecte a la red de distribución (Auto-productor Renovable, APR).

- g. Hasta la fecha de este documento, cada contrato licitado de largo plazo (CLP) tiene los siguientes máximos permitidos:
- 400 KW para generadores con tecnología solar fotovoltaica.<sup>1</sup>
  - 500 KW para pequeñas centrales hidroeléctricas.
  - 1,000 KW (1 MW) para generadoras con tecnología biogás.
- h. Aunque en los contratos PPA no hay límites de potencia, por lo general cada contrato es menor a 5 MW.
- i. A la fecha de este documento, se encuentra en “consulta participativa” la normativa para el sector residencial. Por el momento está dirigido a auto-productores (APR) con tecnología fotovoltaica menores o iguales a 5 KW.
- j. El mercado distribuido renovable no paga por capacidad firme, los únicos ingresos serán por venta de energía.

Es necesario que los inversionistas interesados en este rubro posean un conocimiento equilibrado, tanto de los mecanismos de los diferentes mercados, como de las diferentes tecnologías sin descuidar la evaluación financiera de estos proyectos.

## **1.2 Energía Renovable no Convencional**

La energía renovable no convencional (ERNC) es aquella que se puede utilizar cíclicamente ya que se recupera en un corto período de tiempo, y el abastecimiento del

---

<sup>1</sup> Aunque los contratos tienen límites de potencia, no significa necesariamente que las plantas generadoras deben restringirse a esos límites de potencia (capacidad física). En la práctica, es común sectorizar una planta en varios grupos de potencia por contrato. Como se verá en el “Caso de Estudio” de este documento, también es posible sectorizarlas físicamente teniendo áreas para el mercado de contratos CLP y áreas para contratos PPA.



recurso es permanente en el tiempo. La denominación “no convencional” se refiere a que se no se utilizan con fuentes convencionales como es el caso del petróleo, carbón o gas natural.

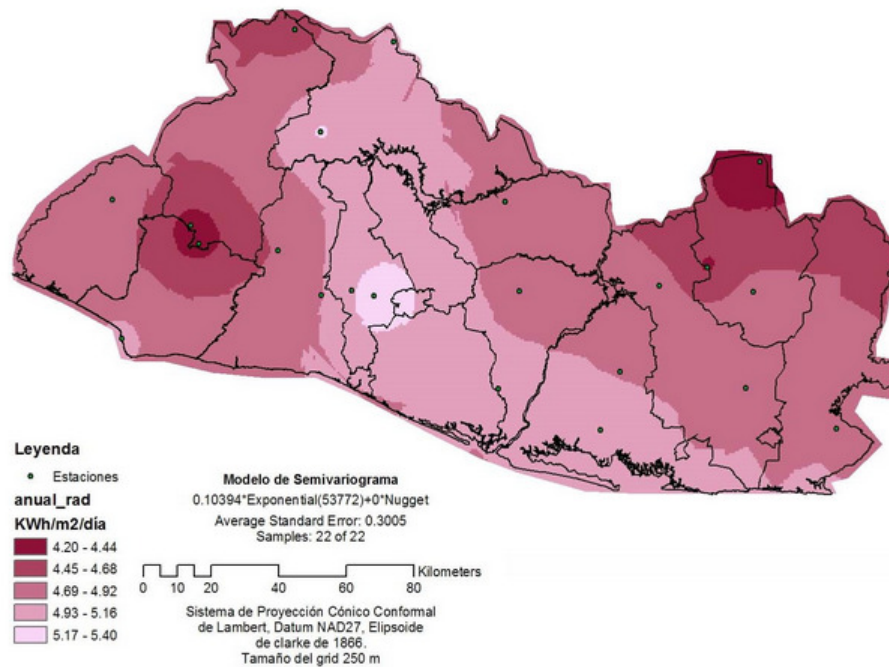
Dependiendo de las zonas del planeta en que se ubique, son relativamente accesibles y abundantes. De acuerdo a las políticas energéticas de cada país, el desarrollo de las ERNC incentivaré el crecimiento económico, crea oportunidades de trabajo, aumenta la seguridad nacional, protege a los consumidores de las variaciones de precios y desabastecimientos de las energías tradicionales, y principalmente, reduce la contaminación de gases de efecto invernadero que están calentando el planeta. Las ERNC son consideradas como un factor clave en la mitigación del cambio climático global.

Aunque existen muchos tipos y subtipos de energías renovables, en este marco teórico se tratará solamente las que están en desarrollo y que tengan potencial en El Salvador a la fecha de este documento.

### **1.2.1 Energía Solar Fotovoltaica**

La energía solar es la fuente de energía más abundante de la Tierra, en cantidad es muy superior a las necesidades energéticas de la población mundial. Sin embargo, su aprovechamiento presenta problemas técnicos y económicos que dificultan su utilización en la práctica. Hoy en día solo se utiliza una pequeña parte de la enorme cantidad de energía que se recibe del sol.

El Salvador posee un excepcional potencial de energía solar debido a su ubicación geográfica y sus condiciones meteorológicas. En la Fig. No. 1 se muestra un mapa de la irradiación solar de El Salvador.

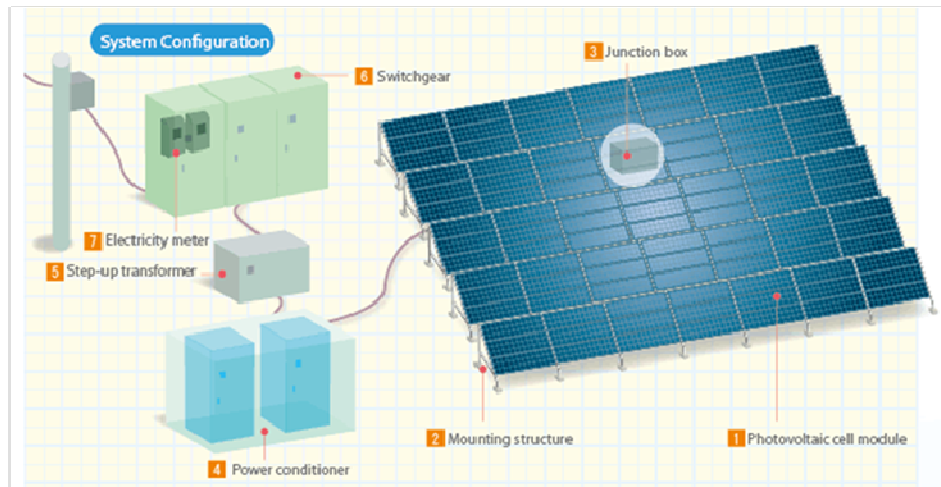


(Fuente: Consejo Nacional de Energía.)

Fig. No. 1: Mapa de irradiación solar de El Salvador.

La energía solar fotovoltaica es una de las muchas tecnologías que aprovecha la energía solar, y consiste en el aprovechamiento del efecto que tienen algunos semiconductores, como el silicio, de generar energía eléctrica cuando se exponen a la radiación solar. La conversión de la radiación solar en energía eléctrica tiene lugar en la “célula fotovoltaica” que es el elemento básico del proceso de transformación de la radiación solar en energía eléctrica. En la práctica se usan “módulos fotovoltaicos”, que son placas estructurales y de un tamaño que permite su manejo, las cuales están

compuestas por muchas células, y que, en conjunto con otros equipos, conforman un generador fotovoltaico.



(Fuente: [www.sfe-solar.com](http://www.sfe-solar.com))

Fig. No.2: Configuración de un sistema fotovoltaico típico.

La energía solar fotovoltaica será indispensable en la matriz futura de la energía eléctrica debido a:

- a. Su enorme potencial
- b. Sus aplicaciones son escalables, desde sistemas pequeños hasta plantas solares de producción eléctrica.
- c. Su producción descentralizada disponible en el lugar de generación, sin cargos extras por su distribución o pérdidas asociadas a su transmisión.
- d. La factibilidad de suministrar energía en áreas remotas a la red eléctrica.
- e. El gran potencial para la reducción de costos a medida que los mercados y los procesos de manufactura se desarrollen.
- f. Beneficios para las economías locales.

- g. Ningún daño ambiental, reducción de gases invernadero, libre de ruidos y emisiones.
- h. Aunque requiere una fuerte inversión inicial, el período de recuperación de la inversión es relativamente corto.
- i. Tecnología probada, confiable y durable.
- j. Bajos costos de mantenimiento.

El análisis de todos los aspectos económicos relativos a un sistema fotovoltaico es muy complejo. Cada aplicación tiene que ser evaluada en su contexto específico, teniendo en cuenta aspectos como la cantidad de energía eléctrica producida, la vida útil del sistema (generalmente mayor a 25 años), las dificultades de conexión a la red eléctrica, los incentivos disponibles, etc. El “Caso de Estudio” incluido al final de este documento, tratará de una planta fotovoltaica típica de un proyecto real en El Salvador.

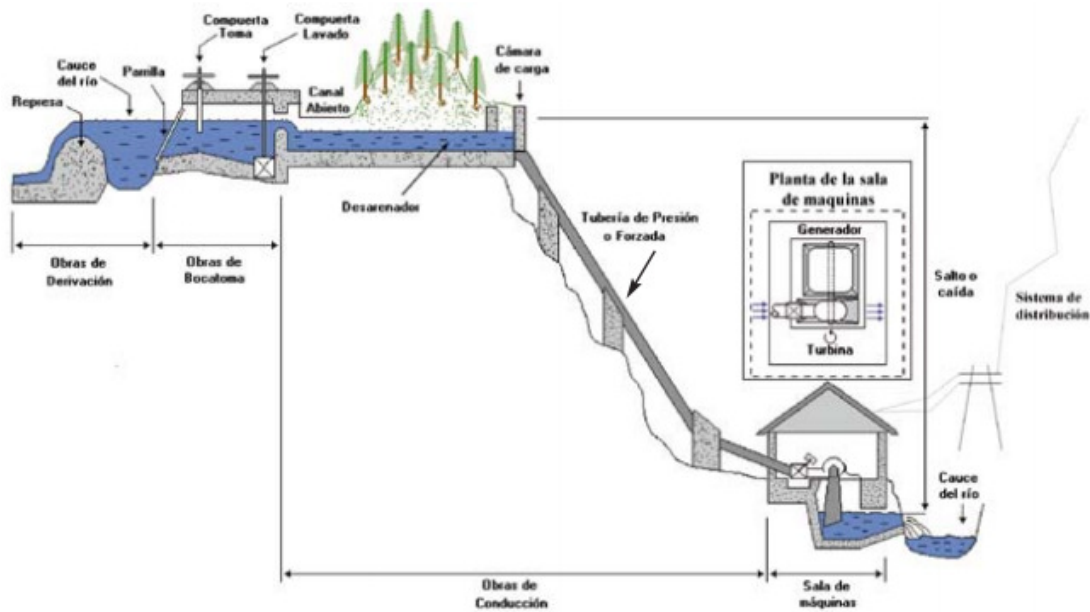
### **1.2.2 Energía Hidroeléctrica de Pequeña Escala**

“La generación de energía a partir de una corriente de agua es la fuente de energía renovable más usada en el mundo para generar electricidad. La mayoría es producida con centrales de gran escala que utilizan presas y embalses grandes los cuales pueden almacenar una gran cantidad de agua para regular la generación. Estas centrales tienen la capacidad de generar cantidades considerables de electricidad. Este tipo de generación puede causar impactos importantes en el medio ambiente y en las comunidades cercanas: obstrucción de la corriente del río, la inundación de áreas considerables y la reubicación de comunidades” (Bun-ca, 2002, p.4).

Los sistemas de pequeña escala (PCH) son aquellas cuya generación varía entre unos cuantos vatios hasta 5 MW y no causan los problemas de las centrales de gran escala. Pueden contribuir a brindar servicios de electricidad a zonas no electrificadas y fortalecen la red de distribución. Estos proyectos generalmente son “a filo de agua”, es decir, que desvían temporalmente una parte de caudal de una corriente para producir energía hidroeléctrica.

La energía hidroeléctrica aprovecha la energía potencial que tiene el agua en ciertas condiciones topográficas en las cuales existe una caída de agua desde cierta altura a un nivel inferior, que luego se transforma en energía mecánica (rotación de un eje), con el uso de una rueda hidráulica o turbina. Generalmente la turbina se conecta a un generador eléctrico y de esta manera transforma la energía mecánica en energía eléctrica.

Por lo tanto, la cantidad de potencia y energía disponible en el agua de un río o una quebrada, está en relación directa a la altura o caída disponible, así como de la cantidad de agua que se trasiega (caudal). Como estrategia inicial para escoger un posible aprovechamiento hidráulico se debe buscar la mayor caída o altura disponible y de esta manera usar la cantidad mínima de agua que se requiera para satisfacer las necesidades de energía y potencia.



(Fuente: HIDRA.pdf; bun-ca.org)

Fig. No. 3: Corte transversal de un sistema PCH típico a filo de agua.

Las PCH pueden trabajar en forma aislada en sitios remotos o también pueden conectarse a la red de distribución, para lo cual se necesitaría evaluar los siguientes aspectos:

- a. Estudio geotécnico para evaluar las condiciones geológicas del sitio.
- b. Estudio hidrológico para estimar el tamaño y el rendimiento del proyecto basado en el caudal y caída.
- c. Planeación del proyecto, estimando su impacto, eficiencia, impacto ambiental, construcción, interconexión, operación y costos.
- d. Cumplimiento de los permisos y aprobaciones requeridas. Dentro de éstas la más importante es la aprobación de explotación por la Asamblea Legislativa.

- e. Será necesaria un estudio de interconexión a la red, para determinar parámetros técnicos que cumplir para aprobar la conexión.
- f. Cumplir con requisitos e información para el financiamiento.

En cuanto a los costos, se deben considerar los siguientes rubros:

- Inversión (directos e indirectos)
- Reposiciones intermedias
- Operación y mantenimiento

La inversión son las erogaciones que se deben pagar para lograr terminar el proyecto y antes de su puesta en marcha. Los costos directos incluyen los rubros de construcción, terrenos y servidumbre. Los indirectos se refieren a los gastos legales y de administración, ingeniería por diseños, supervisión de construcción, documentación, supervisión de la puesta en marcha e imprevistos. En la Tabla No. 1 se muestran los rangos de los costos aproximados según el tamaño de la planta.

Tabla No. 1: Costos de inversión de proyectos a diferentes escalas de potencia.

<b>Tipo de proyecto</b>	<b>Costos de inversión (US\$/kW)</b>	<b>Componentes Principales</b>	<b>Posibles variables que pueden afectar el costo</b>
Nano turbinas (menos de 1 kW)	3,000 – 5000	Turbinas. Generadores eléctricos	Caudal del agua disponible Demanda existente Características topográficas
Micro-hidros (1-100 kW)	3,000 – 5,000	Turbinas Regulador de velocidad Generadores eléctricos	Caudal del agua disponible Demanda existente Características topográficas
Mini-hidro (100 – 1,000 kW) Pequeñas centrales (1 – 5 MW)	1,500 – 2,000	Obras derivación Canal Embalse Vertedor y descarga de fondo Tubería forzada Sala de máquinas Equipo electromecánico	Caudal de agua disponible Demanda existente Características topográficas, geológicas y geomorfológicas del sitio Distancia a la red eléctrica

(Fuente: HIDRA.pdf; bun-ca.org)

Las reposiciones intermedias se refieren a obras que tienen una vida útil menor a la del proyecto global y que deben ser programados con anticipación. Los costos de operación y mantenimiento pueden expresarse en costos unitarios en función del tiempo y de su tamaño (potencia eléctrica).

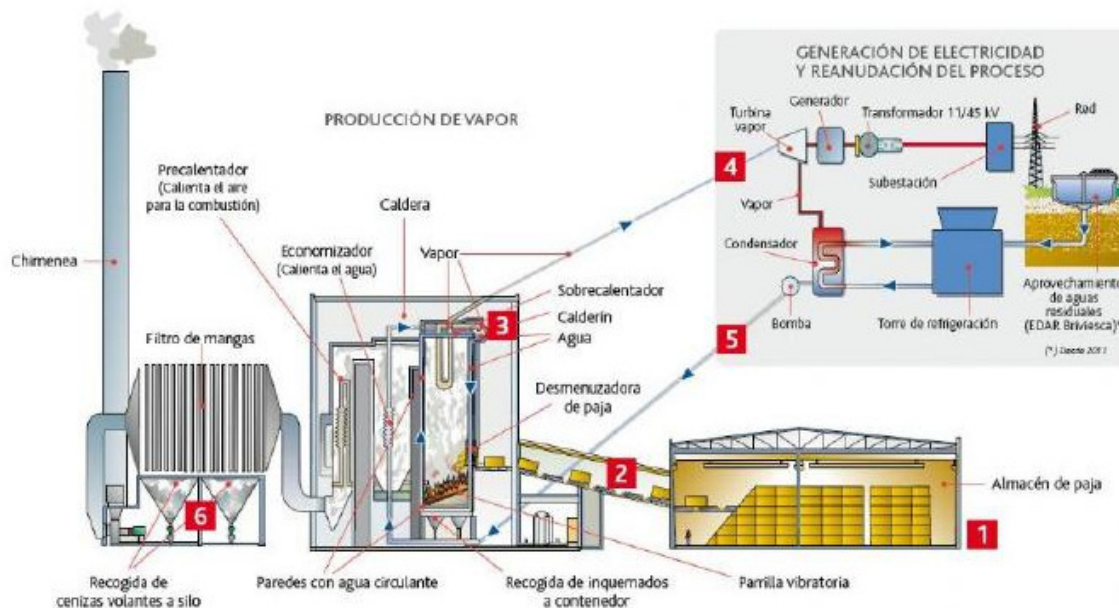
Para justificar económicamente una PCH se debe tratar de reducir los costos al simplificar los diseños y a veces se realiza a expensas de la eficiencia. El costo de los equipos puede alcanzar hasta el 50% del costo total, razón por la cual se debe buscar reducir la inversión en de las obras civiles. Es por esta razón que la mayoría de estos proyectos son del tipo “a filo de agua” es decir no se contempla la construcción de embalses grandes. Solo se considera la construcción de un embalse de regulación diaria, que puede estar en el mismo río o al final de la conducción. La reducción de costo también involucra tratar de usar materiales locales de bajo costo, tecnología sencilla y mano de obra no especializada donde sea posible. También se debe tener en cuenta los costos de transmitir la energía eléctrica al punto de interconexión, que a veces puede ser considerable si la PCH se ubica en un lugar remoto.

En general, las inversiones en PCH son atractivas en el Mercado Distribuido Renovable, especialmente cuando son producto de licitaciones públicas en contratos CLP ó contratos bilaterales PPA. La vida útil de las PCH generalmente es mayor a 40 años, teniendo una inversión inicial relativamente alto, costos de reposición y gastos de operación y mantenimiento relativamente bajos. También tienen buena aceptación en cuanto al financiamiento.



### **1.2.3 Energía Obtenida a Base de Biomasa Sólida**

La biomasa sólida es la materia orgánica de origen vegetal obtenido directamente de la siembra o cultivo de especies vegetales destinados específicamente a la producción de energía (biomasa primaria) o como subproducto de un proceso agroindustrial (biomasa residual o secundaria) como el bagazo de la caña de azúcar en los ingenios o la cascarilla de café en los beneficios (Cerdá, 2012, p.118). La generación eléctrica se obtiene a través de la quema de biomasa sólida en calderas de tipo horno abierto, acuotubulares, pirotubulares o mixtas, generando vapor a alta presión (sobrecalentado), que a su vez mueve una turbina conectada a un generador eléctrico. Generalmente estas plantas son a gran escala (como en los ingenios o beneficios) con plantas mayores a 5 MW. Esto se debe a que las instalaciones principales requieren una gran inversión económica y cumplen criterios de economía de escala. Los rendimientos globales obtenidos son mayores en cuanto mayor es la potencia generada.



(Fuente: AGENBUR, Agencia Provincial de la Energía de Burgos).

Fig. No. 4: Esquema de una planta típica de biomasa sólida.

El estado actual de la tecnología permite que los hornos trabajen más eficientemente que hace algunos años, logrando eficiencias que llegan a 85 – 90%. Esto se debe a los avances en el diseño de las cámaras de combustión y en los sistemas de control automático del proceso de combustión. Es muy importante seleccionar calderas cuya tecnología sea la más avanzada y que se adapte a los requisitos de alto rendimiento. También es importante el control de las emisiones para evitar la contaminación que producen estos sistemas, principalmente en el particulado. Los separadores húmedos o “scrubbers” son los sistemas de depuración de gases de escape más usados en calderas de biomasa.

En El Salvador, fuera de los ingenios, el uso de la biomasa se está volviendo cada vez más común en las industrias que usan vapor en sus procesos. Por lo tanto, existe una

oportunidad de inversión en sistemas de generación eléctrica usando la infraestructura existente para la inyección de excedentes, usando la figura de los contratos PPA. Solamente necesitaría la inversión del sistema de generación con turbina y quizá la incorporación de un sobrecalentador en la caldera.

El principal problema de la generación basada en biomasa no está en parte técnica sino en el mercado de la biomasa. Debido a su bajo poder calorífico y su densidad, se necesitan grandes cantidad de biomasa para una generación eléctrica razonable. Por lo tanto, también involucra la necesidad de una gran volumen de almacenamiento. El Salvador no tiene un mercado de biomasa desarrollado como lo son el reciclado de papel o de plástico. Si la biomasa no es subproducto del proceso interno, es un verdadero problema obtenerla afuera, en la cantidad y calidad suficiente y a precios razonables. Sin embargo, en la medida en que la demanda suba, el acopio de biomasa tenderá a desarrollarse y permita un uso más racional del recurso (Kindelán, 2008, p. 8).

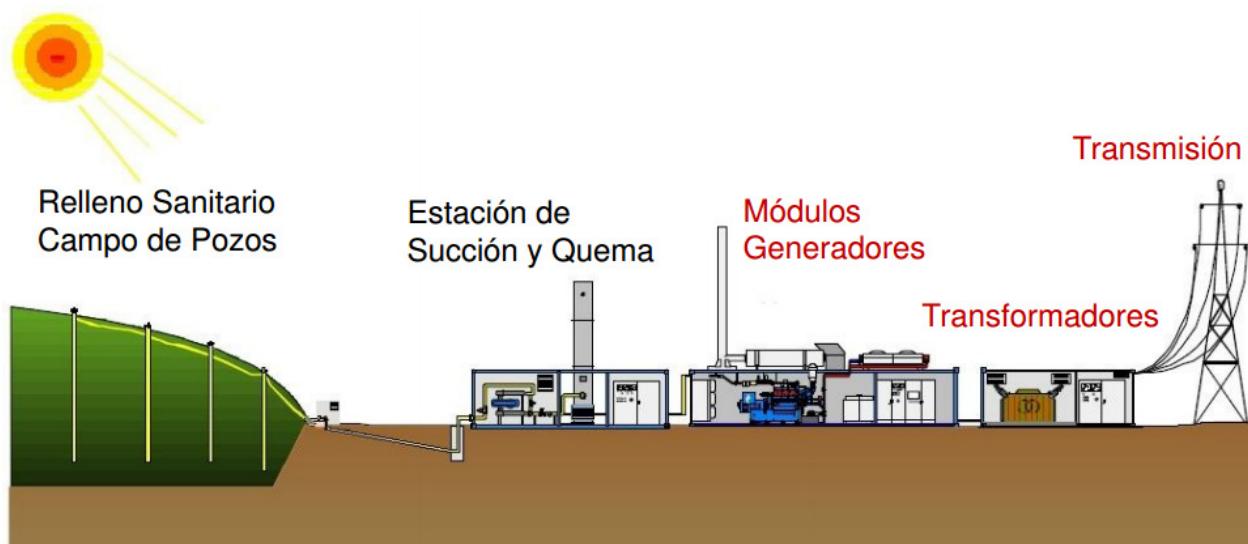
#### **1.2.4 Energía Obtenida a Base de Biogás**

El biogás se obtiene del proceso de “metanización” o fermentación anaeróbica de los componentes orgánicos de varios tipos de residuos. Dicha fermentación es producida por bacterias que se desarrollan en ambientes carentes de oxígeno. Durante el proceso de transformación de la materia orgánica, llamado digestión, dichas bacterias producen gases inflamables.

“El biogás puede proceder de la metanización natural de los residuos sólidos urbanos (RSU) depositados en los vertederos de basura (desgasificación) o puede ser producido en digestores anaeróbicos (metanización voluntaria). La digestión anaeróbica puede aplicarse a excedentes de cosechas, cultivos energéticos, residuos agrícolas, residuos ganaderos, lodos procedentes de plantas de tratamiento de aguas residuales o efluentes industriales. Estos residuos se pueden tratar en forma independiente o conjunta (codigestión). El biogás resultante de aguas residuales urbanas y efluentes industriales generalmente es producido por las mismas plantas de tratamiento. Los residuos agrícolas y ganaderos pueden ser tratados en pequeñas plantas de biogás a nivel de granja o de grupo de granjas” (Cerdá, 2013, p.119)

La composición del biogás, dependiendo del sustrato y del tipo de tecnología utilizada, puede ser la siguiente: 50-70% de metano ( $\text{CH}_4$ ), 30-40% de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) y una cantidad inferior al 5% de hidrógeno ( $\text{H}_2$ ), ácido sulfhídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ) y otros gases. Según estudios, 1  $\text{m}^3$  de biogás (70% de  $\text{CH}_4$  y 30% de  $\text{CO}_2$ ) tiene un poder calorífico aproximado de 6,000 Kcal y tiene la siguiente equivalencia con otras fuentes de energía: 0.81 de gasolina, 0.6  $\text{m}^3$  de gas natural, 6.9 KWh de electricidad, 1.5 Kg de madera, 0.71 de fuel-oil y 0.3 Kg de carbón.

El biogás puede producir energía eléctrica principalmente por medio de motores de combustión interna, por celdas de combustible (“*fuel cells*”) o por microturbinas, previa realización de la limpieza y acondicionamiento del biogás. También se puede utilizar solamente para energía térmica, principalmente para generar vapor, al emplearla como combustible de calderas.



(Fuente: KDM Energía S.A., Relleno Sanitario y Central Loma Los Colorados, Chile.)

Fig. No. 5: Sistema de generación eléctrica de un relleno sanitario urbano (RSU)

La generación de energía eléctrica a partir de biogás no sólo reemplaza la utilización de combustibles fósiles, sino que al hacerlo, evita la emisión de metano a la atmósfera, un gas que en relación con el dióxido de carbono es 20 veces más potente para el calentamiento global.

En el mercado eléctrico de El Salvador, es posible comercializar la energía eléctrica por medio de contratos licitados CLP o por contratos bilaterales PPA. Actualmente existen proyectos que usan los desechos de animales de granja (pollos y ganado), residuos orgánicos de plantas de productos industriales (lácteos, cervezas, alimentos, etc.) y del tipo RSU en el relleno sanitario de MIDES Nejapa.

### 1.2.5 Energía Eólica

La energía eólica es otra fuente de energía renovable que utiliza la fuerza del viento para generar electricidad. El principal medio para obtenerla es por aerogeneradores. Los aerogeneradores son “molinos de viento” que transforman con sus aspas la energía cinética del viento en energía mecánica. Los aerogeneradores pueden ser de varios tamaños dependiendo de la disponibilidad del recurso eólico.

La industria de la energía eólica en tiempos modernos comenzó en 1979 con la producción en serie de turbinas de viento por los fabricantes Kuriant, Vestas, Nordtank y Bonus. Aquellas turbinas eran pequeñas para los estándares actuales, con capacidades de 20 a 30 kW cada una. Desde entonces, la talla de las turbinas ha crecido enormemente, y la producción se ha expandido a muchos países.

Hoy en día existen dos grandes clasificaciones para las aplicaciones de la energía eólica: energía eólica a pequeña escala y energía eólica a gran escalas, esta última se puede dividir a su vez en eólica en tierra (“*on shore*”) y eólica en mar (“*off shore*”). La energía eólica a pequeña escala está menos explotada pero en auge, y puede combinarse con otros sistemas (solar, biomasa, biogás) para formar sistemas híbridos. Este tipo de sistemas pueden usarse en viviendas, sitios aislados y en la industria. En este último rubro de energía eólica se enfocará esta sección.

Entre las ventajas de los aerogeneradores de pequeña escala se encuentran:

- a. La generación de electricidad se encuentra muy próxima a los puntos de consumo, disminuyendo las pérdidas así como el transporte y la distribución.

- b. No requiere de fuertes vientos para comenzar a aprovechar su energía. El desarrollo de esta tecnología ha conseguido que se pueda comenzar a generar electricidad con velocidades de arranque de 1 m/s.
- c. No son necesarias grandes extensiones de terreno. Los aerogeneradores de pequeña escala se pueden ubicar en pequeños emplazamientos.
- d. Pueden ser utilizados en sistemas aislados de la red eléctrica (modo isla).
- e. Los costes de operación y mantenimiento son muy reducidos debido a su sencillez.
- f. Su menor tamaño hace que su impacto ambiental sea, también, reducido.

Los sistemas de energía eólica de pequeña escala van desde 400 W a 100 KW (o hasta 500 KW), en función de cuya definición de “pequeña escala” se decida establecer. A esta fecha, existen unas 250 empresas en 26 países que fabrican pequeñas turbinas de viento, según las cifras publicadas por la *American Wind Energy Association* (AWEA). De estas empresas, 95 (o sea el 36%) se basan en EE.UU:



(Fuente: WindCube, Green Energy Technologies.)

Fig. No. 6: Aerogenerador de pequeña escala para azoteas

Dichos fabricantes cada vez más están adaptando sus productos a nuevos mercados, haciéndolos más confiables y eficientes que en años anteriores. Aunque la mayoría se utiliza para el consumo propio, la generación de exceso se puede inyectar a la red de distribución, lo cual los hace factibles para contratos bilaterales PPA.

Actualmente en El Salvador no existen sistemas eólicos de pequeña escala conocidos (ni siquiera de gran escala), pero se estima que en el futuro cercano sean usados en países en desarrollo, que no tengan condiciones de viento para aerogeneradores de gran escala. El mayor inconveniente de la generación eólica es el costo de la inversión inicial en función de la disponibilidad del recurso.



## **CAPITULO II. ANÁLISIS NO FINANCIERO**

### **2.1 Estudio de Viabilidad Técnica**

La viabilidad técnica de los proyectos ERNC significa estudiar las posibilidades materiales, físicas y químicas, condiciones y alternativas de producir el bien final que será la energía eléctrica en cantidad suficiente para el proyecto. El estudio técnico tiene por objetivo determinar la información necesaria al estudio de viabilidad financiera para cuantificar el monto de las inversiones y costos de operación del proyecto.

Uno de los resultados de este estudio será definir la función de producción que optimice la utilización de los recursos disponibles en la producción del bien o del servicio del proyecto. En particular se debe determinar las características de los equipos a utilizar para la operación y el monto de las inversiones correspondientes. Del análisis de las características y especificaciones técnicas de los equipos se podrá determinar la disposición de éstos, lo que a su vez permitirá determinar las necesidades de espacio físico para la operación.

Específicamente, la información técnica a determinar que debe proporcionar el estudio de viabilidad técnica será el siguiente:

- a. Disponibilidad del recurso: por la naturaleza de estas tecnologías, es el punto más importante a determinar en el estudio técnico. Se debe cuantificar por un tiempo de al menos un año la existencia y estabilidad del recurso ERNC principal. Para ello es necesario la medición estadística del recurso, si la tecnología es solar, se debe medir

la irradiación solar, si es eólica la velocidad del viento, para una PCH el caudal del río, y así, según el recurso. Es posible que se tenga una buena disponibilidad para más de un recurso a la vez. También se deberá recopilar la información de entidades que registren los parámetros de los recursos. Algunos de éstos son públicos y otros pueden ser comprados. Por ejemplo, el Ministerio del Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN), Consejo Nacional de Energía (CNE), la web de acceso público SWERA.NET, Meteonorm, etc.

- b. Disponibilidad del espacio físico: cada tecnología ERNC necesita una ubicación y espacio determinado, se debe estar seguro de contar con esta disponibilidad tanto en la inversión inicial como en expansiones futuras. Este literal está asociado a la determinación del diseño preliminar, en el cual se hace la distribución física de las edificaciones y los equipos necesarios.
- c. Medios de comunicación y transporte, ya que es necesario contar con una vía de comunicación adecuada para el movimiento de los materiales, equipos y personal que realizará el proyecto.
- d. Disponibilidad de líneas de transmisión eléctricas, lo ideal sería que exista un nodo cercano en donde se pueda inyectar la energía eléctrica. Si no es así, se debe evaluar y diseñar una línea de transmisión que tenga la capacidad de transportar la energía a producir, incluso tomando en cuenta expansiones futuras. La línea de distribución o transmisión y el nodo del sistema eléctrico asociado deberán contar con capacidad para la potencia a inyectar y el espacio físico para su interconexión. El ente propietario de dicha red exigirá realizar estudios de pre-factibilidad y factibilidad y

estudio de interconexión, que tendrá un costo que deberá tomarse en cuenta en los rubros de la inversión inicial.

- e. Factor de planta o de capacidad, que es una medida de la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo. Se obtiene como el cociente entre la energía real generada por la planta durante un período de tiempo (generalmente un año) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante dicho período. El factor de planta varía debido a variables como la disponibilidad del recurso, tiempos de mantenimiento, baja demanda, indisponibilidad de la red, etc. También es una medida de la calidad de operación entre dos plantas generadoras de la misma tecnología. Entre mayor es el factor de planta, la rentabilidad es mayor y el riesgo financiero baja.

$$\text{Factor de Planta (Fp)} = \frac{\text{Energía Real Generada}}{\text{Energía Instalada Posible}} \times 100\%$$

$$= \frac{\text{Energía Real Generada en un año}}{\text{Potencia Nominal Instalada} \times 8,760\text{h}} \times 100\%$$

Como referencia, se consideran factores de planta normales los siguientes:

Generación solar fotovoltaica: 15 – 25%

Generación eólica: 20 – 40%

Generación de PCH: 40 – 60%

Generación térmica con MCI: 70 – 90%

Generación térmica con turbinas: 80 – 95%

- f. Diseño preliminar de la planta, para determinar las especificaciones técnicas de los materiales y equipos a utilizar, en cantidad y calidad. El diseño de la planta permitirá

realizar la gestión administrativa del proyecto (formulación, evaluación y ejecución del proyecto) El diseño de la planta permitirá evaluar el proyecto en su totalidad y permitirá realizar, junto con otras actividades, un cronograma preliminar, del cual se podrá determinar el tiempo de ejecución y la fecha planeada de inicio de operaciones.

- g. Simulación: con la tecnología de software actual, no es difícil realizar una simulación del proyecto, integrando todos los sistemas y en especial la disponibilidad del recurso en el tiempo y evaluar su operación por al menos un años. La simulación proporciona información muy importante como la energía estimada en un año y su factor de planta, que será valioso para el estudio de viabilidad financiera. Existen en el mercado muchos software, algunos genéricos, otros específicos para diferentes tipos de plantas de generación.
- h. Calidad de Equipos y Materiales: en plantas generadoras ERNC que generalmente son de baja potencia, la calidad de los equipos a usar es un punto técnico y económico muy importante. Específicamente se deberá evaluar la calidad de fabricación y la tecnología a usar. Estará asociado a la inversión inicial, la eficiencia técnica y la vida útil del proyecto. Por ejemplo, en plantas de generación fotovoltaica, se puede escoger paneles de tecnología monocristalino, que son de mejor calidad, mayor eficiencia y mayor coste ó paneles policristalino de calidad intermedia o del tipo amorfos, de menor coste pero menor vida útil. Se debe tener presente en el estudio técnico hacer un buen balance entre la inversión a realizar y la rentabilidad buscada con el costo de la calidad de los equipos.

## **2.2 Aspectos Generales**

Antes de iniciar la parte de económica y financiera de este documento, es necesario aclarar ciertos aspectos generales (regulatorios, ambientales, legales institucionales, municipales, etc.) que si bien no son estrictamente técnicos ni financieros, son necesarios considerar y que toda entidad debe conocer, cumplir o tramitar para la realización de cualquier proyecto de ERNC. Algunos de estos aspectos influyen fuertemente en la evaluación del proyecto, otros determinan costos que deben ser considerados en el presupuesto de inversión, y algunos consumen un tiempo considerable en la etapa de ejecución.

### **2.2.1 Requisitos Legales**

Toda empresa que decida invertir en proyectos ERNC deberá estar formalmente constituida (personería jurídica), contar con la escritura social de constitución vigente y estar registrado en el Registro de Comercio (CNR), al igual que sus estados financieros. Deberá poseer un nivel de capital o patrimonio suficiente para asumir las responsabilidades de deudas financiera, garantías y fianzas. Por otro lado, tendrá que inscribirse en la Superintendencia General de Electricidad y Comunicaciones (SIGET) como generador y comercializador, y si planea ingresar al mercado mayorista (potencias mayores a 5 MW), deberá inscribirse también en la Unidad de Transacciones (UT).

Por otro lado, es recomendable que las empresas conozcan la Ley General de Electricidad, el Reglamento de la Ley General de Electricidad y otros reglamentos complementarios, para tener un panorama general de los derechos y obligaciones que adquieren al entrar en el mercado eléctrico.

### **2.2.2 Marco Regulatorio**

El Gobierno de El Salvador, a través del Consejo Nacional de Energía (CNE) ha establecido como planificación estratégica del país la diversificación de la matriz energética a través del fomento de las fuentes renovables de energía. Para realizar dicha diversificación se tienen dos normativas generales:

- a. “Normas sobre Procesos de Libre Concurrencia para Contratos de Largo Plazo para el Suministro de Energía Eléctrica Respaldados con Generación Distribuida Renovable”, para proyectos menores a 20 MW en el Mercado Distribuido Renovable y que buscan contratos públicos a largo plazo (CLP).
- b. “Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista de Electricidad Basado en Costos de Producción” para proyectos mayores a 5 MW en el Mercado Mayorista, para ambos sub-mercados, MRS y de Contratos.

### **2.2.3 Consideraciones Ambientales**

Todo proyecto de generación eléctrica estará obligado a cumplir con las normativas ambientales y a trabajar en forma conjunta con el Ministerio del Medio Ambiente y

Recursos Naturales (MARN) para el cumplimiento de dichas normativas. Previo a la etapa de ejecución del proyecto, se deberá obtener el Permiso Ambiental conforme a los procedimientos señalados en la Ley del Medio Ambiente y su Reglamento General. El MARN tiene una categorización de proyectos por su tamaño, de acuerdo a su clasificación se realizan diferentes gestiones.

Dependiendo del tipo de generación y su ubicación existen otras legislaciones relacionadas que deberán cumplirse, algunas son:

- a. Ley de Áreas Naturales Protegidas
- b. Ley Forestal
- c. Ley de Conservación de Vida Silvestre
- d. Reglamento Especial sobre el Manejo Integral de los Desechos Sólidos
- e. Reglamento Especial de Normas Técnicas de Calidad Ambiental
- f. Norma Salvadoreña Obligatoria NSO 13.11.01.01 Calidad del Aire Ambiental, Inmisiones Atmosféricas.
- g. Categorización de Actividades, Obras y Proyectos para Proyectos de Energía Renovable, Acuerdo Ejecutivo No. 33 D.O. 105, Junio 2012.
- h. Términos de Referencia Tipo para la elaboración de Estudio de Impacto Ambiental.
- i. Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (ratificación D.O. No. 157, tomo 328, fecha 28/08/95)
- j. Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (ratificación D.O. No. 192, Tomo 341, fecha 15/10/98).

#### **2.2.4 Ley de Incentivos Fiscales (LIF)**

Todo proyecto de generación usando fuentes de energía renovable en El Salvador goza de una serie de beneficios e incentivos fiscales de conformidad con la Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad (LIF) y su Reglamento. Estos proyectos deben ser nuevos y deben contar previamente con la Certificación de SIGET. Con estos requisitos se deberá solicitar al Ministerio de Hacienda (MH) que es la entidad autorizada, para emitir la Resolución respectiva para gozar de dichos beneficios.

Según el Art. 3 de la LIF, toda inversión realizada en proyectos que aprovechen los recursos hidráulicos, geotérmicos, eólico, solar y biomasa gozarán de los siguientes beneficios<sup>2</sup>:

- a. Exención durante los primeros 10 años del pago de Derechos Arancelarios de Importación (DAI) referente a maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados a labores de pre-inversión e inversión en la construcción de la planta generadora, hasta una potencia de 20 MW.
- b. Exención del pago de Impuestos sobre la Renta, por un período de 5 años para proyectos entre 10 y 20 MW, y de 10 años para proyectos menores de 10 MW, correspondiente al ejercicio fiscal en que obtenga impuestos.

---

<sup>2</sup> Actualmente está en análisis en la Asamblea Legislativa un proyecto de modificación de la LIF que busca mejorar estos beneficios, para atraer más inversión en proyectos ERNC.



- c. Exención total del pago de todo tipo de impuestos sobre los ingresos provenientes de la venta de “bonos del carbono” en el marco del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) o mercado de carbono.
- d. Deducción del Impuesto sobre la Renta por un período de 10 años de todos los gastos o costos indispensables para la investigación, exploración y preparación de proyectos con calificación LIF.
- e. Deducción de créditos fiscales contenidos en el Art. 65 de la Ley de Impuesto a la Transferencia de Bienes Muebles y a la Prestación de Servicios (IVA), respecto a labores de pre-inversión e inversión en la construcción de la planta generadora.

#### **2.2.5 Gestiones Varias**

Para lograr contar con los incentivos LIF es necesario tramitar una serie de permisos y autorización institucionales y municipales. Dependiendo del tipo de generación pueden ser:

- a. Escrituración del terreno o edificación, registrada en el CNR. Si el terreno o la edificación es arrendada, se deberá contar con el contrato de arrendamiento autenticado. El arrendatario deberá contar con el Permiso Ambiental o sino deberá tramitarlo también.
- b. SECULTURA, inspección del sitio para emitir documento de no afectación al patrimonio cultural. Por lo general aplica cuando el proyecto se pretende construir en un terreno rústico.

- c. ANDA, factibilidad de aguas negras y agua potable del sitio. Si se perforará pozo se debe tramitar la carta de no afectación de pozos de ANDA o de otros operadores autorizados para la explotación del manto acuífero.
- d. Calificación del lugar, ya sea por la OPAMSS, la Alcaldía o el Vice Ministerio de Vivienda y Desarrollo Urbano (VMVDU), de acuerdo al municipio en que se instalará la planta generadora ERNC.
- e. Factibilidad de desechos sólidos, por la Alcaldía o ente que realice la recolección y disposición final.
- f. Servidumbres de paso, acuerdos bilaterales de uso de otra propiedad para accesos como la interconexión eléctrica, agua potable, aguas residuales, etc.
- g. Certificación del Proyecto por SIGET, el cual es la inscripción del proyecto según el procedimiento establecido en SIGET. El objetivo principal será definir el listado de materiales y equipos que tendrán beneficios LIF. Se necesita contar con el Permiso Medio Ambiental para esta Certificación.
- h. Pólizas de seguros, según se requiera. Podrían ser:
  - i. Todo riesgo de carga marítima, de pérdida física o daño, con una cantidad no menor al costo de reemplazo de la maquinaria y equipo, puesto en el puerto de destino en El Salvador y con cobertura de seguro de transporte terrestre.
  - ii. Todo riesgo durante el período de construcción, para cubrir el costo de reposición de las instalaciones.
  - iii. Seguro general de responsabilidad comercial, cubriendo daño a la propiedad, personales, vehículos, herramientas, equipos. Con cobertura de explosiones y colapso.

- iv. Seguro de maquinaria y caldera, que cubra equipos de presión, turbinas, generadores, motores, tanques de aire, calderas, maquinaria, tubería de presión, almacenamiento de combustible, torres, paneles, etc.

### **2.2.6 Facturación**

Existen dos características de la facturación que aplican a los mercados de contratos CLP que debe conocer todo inversionista ya que podrían afectar al flujo de efectivo durante todo el contrato. Cada mecanismo tiene una teoría y fórmula de aplicación específica, para los propósitos de este documento, solo se realizará una breve explicación:

- a. Mecanismo del pago diferido, que consiste en la reserva de una parte del pago mensual líquido, para ser abonado en forma diferida después de tres meses. Esto hace que los primeros tres meses de operación comercial solo se percibirá una parte del pago normal. La reserva retenida se cancelará a partir del cuarto mes, distribuidos en partes iguales en un trimestre. Este mecanismo se debe a que en los contratos CLP el pago de la energía se traslada a la demanda, y crea un desbalance financiero a las distribuidoras, ya que a ellas se les fija una tarifa trimestral, y a los generadores se les paga mensualmente.
- b. La indexación de los precios de la energía, todo pago de energía eléctrica en contratos CLP se indexa o ajusta cada el tiempo de acuerdo a una referencia. En el caso de las energías renovables, dicha referencia es un índice de precios, que puede

ser el Índice de Precios al Consumidor (IPC) de El Salvador o el Consumer Price Index for All Urban Consumers (CPI-U) de Estados Unidos

## **CAPITULO III ANÁLISIS FINANCIERO**

### **3.1 Estudio de Viabilidad Financiera**

La viabilidad financiera de proyectos ERNC se evalúa a partir de un balance económico que considera la inversión a realizar y los costes e ingresos de explotación. En general se efectúa en dos etapas, el primero es el análisis económico, el cual se realiza asumiendo que la inversión inicial se cubre con capital propio. Posteriormente se analiza la mejor opción de financiamiento para lograr que el proyecto se lleve a cabo con la máxima rentabilidad posible.

Normalmente los proyectos ERNC suelen tener períodos de vida de largo plazo, los flujos de efectivo a considerar se extienden hasta los 20 o 25 años. Para disminuir la incertidumbre en plazos tan largos, normalmente se considera un plazo entre 10 a 15 años para efectos de análisis de viabilidad. Si se trata de proyectos obtenidos en licitaciones, se deberá considerar el plazo del contrato CLP.

Los datos fuente para este análisis deberán obtenerse de la información resultante del estudio de viabilidad técnica. Por ejemplo, la energía eléctrica que estima vender la planta debe determinarse de la simulación que se realice de la operación de la planta; los precios de la maquinaria, equipos y materiales se obtendrán del diseño final de la planta.

Las herramientas financieras más usadas para las decisiones de inversión se basan en métodos de flujos de efectivo descontados (DCF), para tomar en cuenta el valor del dinero en el tiempo, ya que se trata de períodos considerables. Para efectos de este

documento, solo se tratará el Valor Presente Neto (NPV) y la Tasa Interna de Retorno (IRR).

### 3.1.1 Valor Actual Neto (NPV)

El Valor Actual Neto de un proyecto de inversión es la suma algebraica del valor actualizado de todos los flujos de fondos (cobros y pagos, ingresos y egresos) que se hayan realizado, o se deban realizar en el futuro, durante un período determinado de tiempo. Como los flujos son generados en distintos momentos del tiempo, es necesario actualizarlos al presente de acuerdo al coste de oportunidad del capital considerado. Se define con la siguiente expresión:

$$NPV = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+k)^t}$$

Donde  $I_0$  es el costo de la inversión,  $CF$  es el flujo de efectivo de explotación,  $k$  es el coste de oportunidad del capital y  $n$  es la vida útil del proyecto. La regla de decisión es:

NPV > 0, se acepta el proyecto

NPV < 0, se rechaza el proyecto

NPV = 0, es indiferente.

### 3.1.2 Tasa Interna de Retorno (IRR)

Es la tasa a la que el Valor Actual Neto es igual a cero. Se utiliza la misma fórmula pero la incógnita en este caso, es la tasa a la que se actualiza los flujos:

$$I_0 = \frac{\sum_{t=1}^n CF_t}{(1+IRR)^t}$$

Donde  $I_0$  es el capital invertido en el momento inicial y el  $IRR$  es la Tasa Interna de Retorno. La regla de decisión será:

Si  $IRR > k$ , se acepta el proyecto

Si  $IRR < k$ , se rechaza el proyecto

Si  $IRR = k$ , es indiferente

Siendo  $k$  la tasa interna de retorno para proyectos de generación eléctrica en El Salvador. Más adelante se determinará esta tasa.

### 3.1.3 Análisis de Sensibilidad

Una evaluación completa de un proyecto de inversión se realiza analizándolo en condiciones de certidumbre y también examinándolo sobre la base de antecedentes y variables que poco o nada se puedan controlar por la empresa que implementa el proyecto, es decir, situaciones de incertidumbre. Incertidumbre significa que pueden ocurrir más cosas de las que normalmente ocurrirán.

En este sentido, se debe plantear como una forma de incorporar el factor riesgo a los resultados pronosticados para el proyecto, la alternativa de desarrollar un análisis de sensibilidad que permita medir cuán sensible es la evaluación realizada a variaciones en uno o más parámetros decisivos. El análisis de sensibilidad permite estudiar el efecto del cambio en una sola variable en un momento dado.

El análisis de sensibilidad trata de examinar un proyecto en diferentes escenarios, modificando los flujos de efectivo en términos de variables desconocidas y luego calcula las consecuencias de errores de estimación en las variables. Por lo general se desarrollan escenarios optimistas y pesimistas.

#### **3.1.4 Inflación**

La tasa de inflación es el ritmo de incremento que sufre el precio medio de un amplio conjunto de bienes y servicios. En el contexto energético, la inflación es la medida ponderada de los incrementos en los precios de los combustibles, costos de mantenimiento, mano de obra (por ejemplo salarios), equipos e instalación, etc.

La tasa de inflación puede expresarse formalmente en base a referencias nacionales como el Índice de Precios al Consumidor (IPC) o referencias internacionales como el *Consumer Price Index* (CPI) de Estados Unidos. En cualquier caso se trata de tomar en cuenta el efecto del valor decreciente del dinero con el transcurso del tiempo. En cierto modo, la inflación opera de forma similar al mecanismo de remuneración del dinero vía intereses.



### 3.1.5 Otros Factores

Existen otras consideraciones de índole práctica que pueden afectar al proceso de toma de decisiones al evaluar proyectos ERNC. Algunas de las más importantes son:

- a. Las medidas de apoyo vigentes, establecidas por organismos oficiales, pueden contribuir a modificar los costos de la inversión: ayudas, subvenciones, créditos blandos, etc. En algunas ocasiones, estos beneficios se obtendrían al iniciar el proyecto o bien con posterioridad.
- b. Las variaciones de los precios de la energía que se sustituye es un elemento de gran importancia, y a la vez sujeto a un margen de incertidumbre notable. La tasa de incrementos o decrementos prevista en los cálculos podría no reflejar la posterior evolución de estos precios, muy en particular en el caso de los combustibles.
- c. Cambios de Ley, reglamentos, normativas, ordenanzas, acuerdos o cualquier cuerpo normativo emitido por alguna institución gubernamental, municipal o legislativa, que puedan tener impacto en los ingresos y costos que la planta planea en el flujo de efectivo base.
- d. Existen factores socioeconómicos como la contribución en la economía local debido a la actividad económica que resulta en el emplazamiento de la planta. Por ejemplo, creará nuevos puestos de trabajo, especializados y estables.
- e. Mejora en la disponibilidad de energía eléctrica en zonas donde no existe, garantizando el suministro energético y en algunos casos reduciendo el costo de la energía.

- f. Promueven la diversificación de los recursos energéticos, demostrando la existencia de otras fuentes de energía, lo que podría dar paso a incentivar el desarrollo de más fuentes de energía alterna en una misma localidad.

### **3.2 Financiamiento**

El financiamiento de los proyectos ERNC puede efectuarse como cualquier proyecto de inversión, pero dada la importancia que el tema de la promoción de fuentes no renovables tiene a nivel mundial, muchas instituciones financieras nacionales, regionales o internacionales ofrecen condiciones especiales para estos proyectos. Antes de analizar las características de dos de estas instituciones, es necesario definir las condiciones del financiamiento que normalmente aplican a proyectos ERNC, ya que el tema del financiamiento de proyectos en general es muy amplio (Ossenbach, Guillén y Coto, 2010, p.28)

Para proyectos de inversión en ERNC, las condiciones típicas son las siguientes:

- a. El instrumento financiero a usar será la deuda senior, ya que es la forma que aporta mayor recursos financieros con un riesgo aceptable. Se usan principalmente en proyectos de tamaño pequeño y mediano, que son lo usual en plantas ERNC. Esta deuda se destina a la fase de construcción (obras civiles) y la adquisición de maquinaria y equipos. Puede llegar a representar entre el 60 y 70% del costo total del proyecto.

- b. Los préstamos son de largo plazo, en concordancia con la naturaleza de los proyectos de generación ERNC. Los bancos suelen otorgar períodos de gracia contemplado dentro del plazo total, durante el cual solo se debe pagar intereses.
- c. La tasa de interés es variable, usualmente es baja ya que los bancos están respaldados por fondos provenientes de instituciones internacionales que apoyan la inversión en proyectos ERNC. Podrían variar cada trimestre o semestre, o ser indexada a una referencia internacional (como LIBOR o Prime).
- d. La estructura financiera creada por la deuda a la empresa desarrolladora no deberá sobrepasar su capacidad financiera (su base capital). La empresa desarrolladora debe contar con los recursos suficientes para cubrir la inversión total fuera de la deuda (30 o 40%), y también para soportar algún sobrecosto imprevisto en la etapa de construcción del proyecto.
- e. El nivel de riesgo es un factor muy importante que evalúan las instituciones financieras, la empresa desarrolladora debe tener en cuenta aspectos como la naturaleza del sitio escogido del proyecto, con estudios geológicos, hidrológicos, meteorológicos, etc., un diseño adecuado que reduzca la posibilidad de incumplimiento financiero (retrasos en la construcción, sobrecostos, calidad de equipos, etc.), impacto ambiental bajo, mercado eléctrico estable, etc.
- f. La experiencia y “*know how*” de la empresa desarrolladora es indispensable en este tipo de proyectos. La capacidad de planificar la ejecución del proyecto es otro factor muy importante.

### **3.2.1 Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE)**

El BCIE es un tipo de banco multilateral, es decir, constituido por un grupo de países con el propósito de promover el desarrollo de sus miembros. Para esta institución, el sector energético es prioritario y cuenta con mucha experiencia en el sector. Por medio de su iniciativa MIPYMES Verdes apoya el financiamiento de proyectos de generación ERNC, a través del gobierno de Alemania y el *KfW Bankengruppe* (KfW).

Las condiciones generales de financiamiento son:

- a. Monto máximo a financiar hasta \$ 5 millones por proyecto
- b. Son beneficiarios la pequeña y mediana empresa
- c. Proyectos de generación ERNC hasta de 5 MW
- d. Plazo de hasta 10 años con un período de gracia de hasta 36 meses.
- e. Trabaja con Instituciones Financieras Intermediarias (IFI), reguladas y no reguladas, que tengan una Línea de Crédito Global operativa con el BCIE
- f. Inversiones elegibles de financiamiento en ERNC: solar, eólica, PCH, co-generación a partir de biomasa, generación con residuos sólidos o líquidos, generación con biogás.

### **3.2.2 Banco de Desarrollo de El Salvador (BANDESAL)**

BANDESAL es un banco de tipo público de desarrollo dedicado a proyectos de inversión en general. Cuenta con un programa llamado “Empresa Renovable”, la cual ofrece líneas de crédito para proyectos ERNC de tamaño pequeño y mediano. Trabaja

también con fondos provenientes del Gobierno de Alemania a través del *KfW Bankengruppe (KfW)* . Proporciona ayuda en el estudio y planificación de los proyectos para lograr una formulación adecuada, por medio de su Fondo de Asistencia Técnica (FAT), que es reembolsable en un 100% si se aprueba el crédito. Como banco de segundo piso, sus fondos son otorgados a través de instituciones locales supervisadas por la Superintendencia del Sistema Financiero (SSF).

Las condiciones generales de crédito son las siguientes:

- a. Financiamiento hasta el 90% del valor de la inversión
- b. Son sujetos a créditos personas jurídicas con categoría de riesgo A1, A2 y B en la Superintendencia del Sistema Financiero (SSF).
- c. El monto normal de crédito es de \$ 27 millones y FAT hasta de \$ 800,000
- d. La tasa de interés de fija durante toda la vigencia del crédito.
- e. Los plazos máximos de financiamiento son de 20 años, con un período de gracia de 5 años.
- f. Inversiones para generación y co-generación de energías limpias.

### **3.3 Evaluación de Proyectos**

La evaluación de proyectos ERNC producirá la confirmación definitiva para su realización. Determinando los análisis anteriores de viabilidad técnica y financiera, y teniendo en cuenta las características generales, será posible definir la propuesta que nos proporcione las mayores ventajas y beneficios.

Para llevar a cabo la selección y demostrar que el resultado es óptimo, se debe realizar una valorización de los beneficios de acuerdo a los diferentes criterios de evaluación. Teniendo una clara definición de los objetivos que se persiguen en dicha evaluación, se logrará la correcta selección del criterio evaluativo.

### **3.3.1 Análisis Multicriterio: Método del Scoring**

“El análisis multicriterio es un método que permite considerar problemas con múltiples objetivos y alternativas, con información cuantitativa y cualitativa. La complejidad de estos problemas radica en que una alternativa puede ser considerada como la mejor en función de un objetivo y la peor en función de otro. Los problemas de decisión tienen que ver con dos o más criterios, los cuales están en conflicto entre sí, y se debe tomar una decisión identificando la mejor alternativa. Esto hace que, para alcanzar la meta de seleccionar la alternativa prioritaria sea necesario un trueque entre los múltiples criterios” (Alzamora, 2012, p.29).

El método del *scoring* es un método multicriterio de apoyo a la toma de decisiones entre alternativas. Parte de la base que el decisor debe establecer la importancia relativa de cada uno de los objetivos para luego definir una estructura de preferencias entre dichas alternativas identificadas. El resultado final es una clasificación de las alternativas, indicando la preferencia general asociada a cada una de ellas, lo que permite identificar la mejor a recomendar.

“El método del *scoring* es una manera rápida y sencilla para identificar la alternativa preferible en un problema de decisión multicriterio, y se utiliza para seleccionar las alternativas con mejores características para continuar el proceso de evaluación”

(Alzamora, 2012, p.30). Las etapas del método son los siguientes:

- a. Identificar la Meta General del Problema
- b. Identificar las alternativas
- c. Listar los criterios a emplear en la toma de decisión
- d. Asignar una ponderación para cada uno de los criterios

Para dar prioridad a aquellos criterios de selección más relevantes para la selección de las alternativas se utiliza la siguiente escala de ponderación:

Tabla No.2 Escala de ponderación para criterios de selección de acuerdo a su importancia

<b>Ponderación</b>	<b>Significado</b>
1	Muy poco importante
2	Poco importante
3	Importancia media
4	Bastante importante
5	Muy importante

(Fuente: Evaluación Técnica y Financiera de Alternativas Energéticas no Renovables; Edgardo Alzamora;

Universidad Austral de Chile)

- e. Establecer en cuanto satisface la alternativa en el nivel de cada uno de los criterios.

Para determinar el nivel de cumplimiento para los criterios de selección de las alternativas a evaluar, se utiliza el siguiente rating de satisfacción con escala de 7 puntos:

Tabla No.3 Rating de satisfacción de las alternativas para criterios de evaluación

Rating de Satisfacción	
Valor	Nivel de Satisfacción
1	Muy bajo
2	Bajo
3	Poco bajo
4	Medio
5	Algo
6	Muy alto
7	Extra alto

(Fuente: Evaluación Técnica y Financiera de Alternativas Energéticas Renovables no Convencionales;  
Edgardo Alzamora; Universidad Austral de Chile)

f. Calcular el *score* para cada una de las alternativas, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$S_j = \sum_i w_i r_{ij}$$

Donde:  $r_{ij}$  = rating de la alternativa  $j$  en función del criterio  $i$

$w_i$  = ponderación para cada criterio  $i$

$S_j$  = score para la alternativa  $j$

g. La alternativa con el score más alto representa la alternativa a recomendar

### 3.3.2 Elaboración del Perfil

Con la información recopilada y las decisiones tomadas de cada alternativa, se debe crear el perfil del proyecto, para que sean sometidos al análisis en el estudio de factibilidad, para dar el visto bueno final al proyecto.

Existen muchos formatos de perfiles de proyectos, en general, el que mejor se adapta a los tipos de proyectos ERNC es el siguiente:



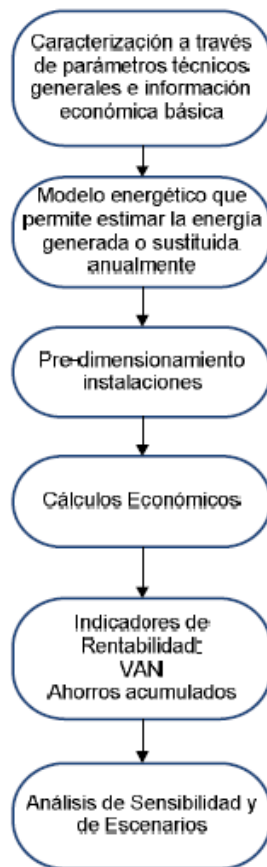
- a. Título
- b. Resumen del proyecto
- c. Definición de el Problema
- d. Solución Propuesta
- e. Descripción Técnica
- f. Mecanismo de Ejecución y Cronograma
- g. Plan de Financiamiento
- h. Fuente de recursos

Es recomendable que el perfil sea un documento lo más corto posible, con las especificaciones y alternativas ya definidas y con los datos necesarios para su evaluación. En el Apéndice I se muestra un ejemplo de un perfil realizado para la gestión de financiamiento.

### **3.3.3 Estudio de Factibilidad**

El estudio de factibilidad del proyecto ERNC retoma los estudios de viabilidad técnica y financiera, para crear un modelo de evaluación, que mediante distintas herramientas, determina los aportes y requerimientos energéticos generados por el proyecto.

El modelo de evaluación a usar en esta etapa de factibilidad comprende las siguientes etapas:



(Fuente: Evaluación Técnica y Financiera de Alternativas Energéticas Renovables no Convencionales; Edgardo Alzamora; Universidad Austral de Chile)

Fig. 7 Modelo de Evaluación Técnica y Financiera de Proyectos ERNC

A continuación se describe brevemente el Modelo de Evaluación, para el cual los datos necesarios se considera que han sido recopilados en las etapas anteriores.

- a. Caracterización a través de parámetros técnicos generales e información económica básica. En este ítem se considera el análisis técnico como el tamaño de las instalaciones, tecnología a usar, etc., que ya fueron determinados en la etapa de viabilidad técnica. En relación a la información económica, se incluyen los costos de la inversión inicial, costos operativos y de mantenimiento, análisis de la energía

desplazada, tendencia de los precios de mercado de la energía. Todo lo anterior será útil para estimar los indicadores de rentabilidad del proyecto.

- b. Modelo energético que permite estimar la energía generada o sustituida anualmente. Se refiere a los cálculos de la cantidad de energía a producir, que por lo general se obtiene por medio de un software de simulación para la tecnología de ERNC a usar. También ayudará en la estimación de los indicadores de rentabilidad durante la vida útil del proyecto. En el Apéndice III se presenta la simulación de un proyecto solar fotovoltaico usando el software de simulación “*PV Syst*”.
- c. Pre-dimensionamiento de los proyectos. Se realiza también con la simulación del proyecto, hasta donde los límites físicos o del recurso lo permite. Posteriormente con la dimensión ya definida, permite realizar los cálculos económicos e indicadores financieros de decisión de inversión.
- d. Cálculos económicos. Mediante el uso de planillas Excel se realizan los cálculos económicos, costos de la energía desplazada, incrementos en precios de energía y otros. Se deben usar sumatorias, tasas anuales de incremento de precios a lo largo de la vida del proyecto y operaciones matemáticas básicas.
- e. Indicadores de rentabilidad. NPV y ahorros acumulados durante la vida del proyecto. Los flujos de efectivo del proyecto se deben proyectar tomando en cuenta todos los elementos anteriores, costos de la tecnología, modelo y balance energético, dimensionamiento de los equipos, variaciones en el precio de la energía, etc. El VPN y también los ahorros acumulados deben obtenerse durante la duración del proyecto.
- f. Análisis de sensibilidad y de escenarios. Se evaluará cómo se ven afectados los resultados del proyecto ERNC al variar las variables de mayor impacto en la

rentabilidad de dicho proyecto. Entre estas variables se encuentran el dimensionamiento de los equipos y las tasas de variación del precio de la energía durante la vida útil del proyecto (Alzamora, 2012, p.35).

### **3.4 Caso de Estudio: “Planta Generadora Fotovoltaica San Gabriel”**

La planta generador fotovoltaica San Gabriel fue un proyecto desarrollado entre 2013 y 2014, como parte de la licitación pública CAESS-CLP-RNV-001-2013, en la cual el gobierno de El Salvador, a través de SIGET otorgaría contratos de abastecimiento con las principales empresas de Distribución para proyectos con tecnología ERNC hasta completar 15 MW. Las características de la licitación fueron:

- a. Plazo de los contratos: 15 años
- b. Potencia a otorgar: 15 MW totales, distribuidos en; 4 MW para tecnología PCH, 6 MW para tecnología solar fotovoltaica, 4 MW para tecnología Biogás y 1 MW para APR residenciales con tecnología solar fotovoltaico.
- c. Cada contrato tendría potencias máximas limitadas: 500 KW para PCH, 400 KW para solar fotovoltaico, 1.0 MW para biogás y 5 KW para los APR residenciales.
- d. En la tecnología solar fotovoltaica se permitirán tres contratos máximos por empresa ofertante.
- e. Los precios son monómicos, es decir fijos e incluyen todo el ingreso esperado por la inversión.
- f. Luego del proceso, el precio techo resultó en \$ 335.14/MWh para tecnología solar fotovoltaica, \$ 372.51/MWh para PCH, y \$ 220.59/MWh para tecnología biogás.

- g. El resultado de la licitación fue la adjudicación de 13.31 MW totales, 2 proyectos PCH, 2 proyectos Biogás y 31 proyectos fotovoltaicos.

### **3.4.1 Descripción del Proyecto**

El proyecto fotovoltaico San Gabriel, fue desarrollado por la sociedad San Gabriel, S.A. de C.V., la cual ya participaba en la industria de generación previamente con una planta térmica a base de motores de combustión interna. El objetivo de la empresa fue diversificar el portafolio de generación convencional térmica hacia generación ERNC, con la intención de usar la experiencia en generación eléctrica convencional para aplicarla en la tecnología solar fotovoltaica y al mismo tiempo ser uno de los pioneros en El Salvador.

Aunque la empresa participó en dos proyectos fotovoltaicos de 400 KW cada uno y otra parte se de la instalación se manejó como contrato PPA, en este caso de estudio se analizará solamente un proyecto de 400 KW, para simplificar y facilitar la comprensión general del proceso, sabiendo que el desarrollo sería similar.

Se decidió ubicar el proyecto en los techos de una nave industrial en la localidad del municipio de Apopa, debido a que los factores climatológicos y geográficos eran propicios. Si se observa la Fig. 1, Apopa se encuentra dentro del área de mayor irradiación solar de El Salvador. La zona es agrícola y está formada por un valle, con poca obstrucción geográfica del sol, desde su salida hasta su puesta.

### 3.4.2 Análisis Técnico

Todo proyecto solar fotovoltaico está compuesto por los paneles fotovoltaicos, los inversores y la estructura de montaje. Para determinar cómo se interconectarán dichos elementos se debe diseñar la estructura fotovoltaica. La estructura fotovoltaica es un término técnico que describe cómo se agruparán los paneles para su conexión a cada inversor y es parte de la ingeniería del proyecto.

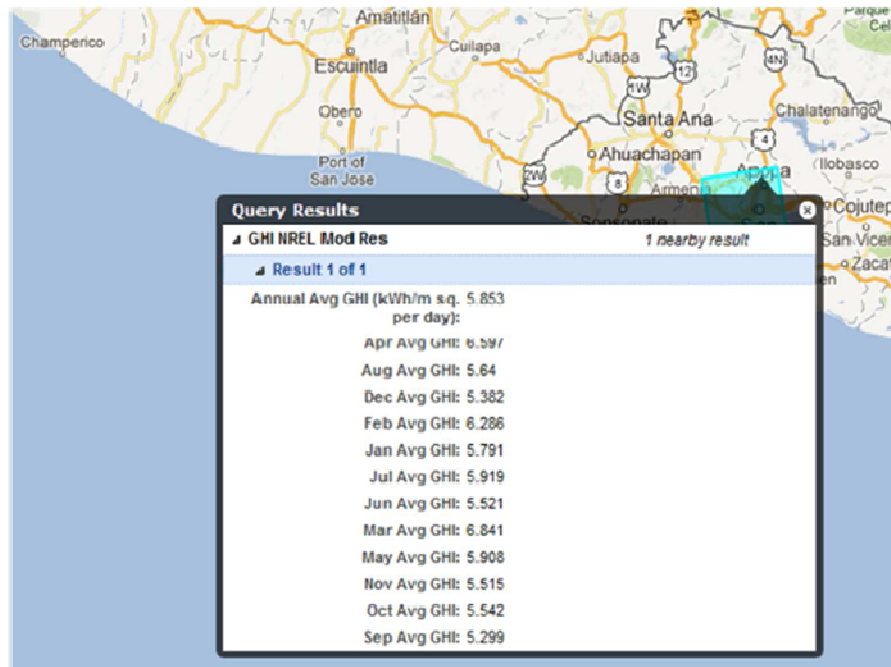
En este caso, se escogió usar paneles solares marca Panasonic, tipo policristalino, modelo VBMS255AE04, de 255 W cada uno. En cuanto al inversor, se escogió la marca SMA modelo Sunny Tripower 24000TL-US, de 24 kW cada uno. La estructura metálica usada fue marca Unirack, la cual tiene los diferentes perfiles y accesorios de montaje.

Debido a que los 400 KW que requería la licitación están considerados en el punto de entrega, la potencia instalada en paneles fotovoltaicos debe ser un poco mayor. En este caso, usando el software de simulación *PV Syst* se determinó que una potencia instalada de 535.5 kW cumpliría las especificaciones, lo cual equivale a 2,100 paneles fotovoltaicos. La estructura fotovoltaica que se usó fue: 21 inversores, cada uno conectado a 100 paneles fotovoltaicos, distribuidos de cuatro “*strings*”<sup>3</sup> de 25 paneles cada uno.

Para determinar la disponibilidad del recurso solar, inicialmente se usa una base de datos pública llamada *SWERA*, que se encuentra en internet. Para la ubicación del proyecto el resultado fue:

---

<sup>3</sup> Se llama “strings” a un conjunto de paneles o módulos fotovoltaicos conectados en serie.



(Fuente: SWERA.net)

Fig. 8 Irradiación solar mensual en el área de Apopa

Tabla No. 4 Producción de energía eléctrica neta anual

**PRODUCCION MENSUAL DE ENERGIA (STD)**

Month	Solar Radiation (kWh/m2/day)	AC Energy (kWh)
1	5.79	62624
2	6.29	61399
3	6.84	73979
4	6.60	69039
5	5.91	63889
6	5.52	57778
7	5.92	64008
8	5.64	60991
9	5.30	55455
10	5.54	59931
11	5.52	57716
12	5.38	58201
<b>Year</b>	<b>5.85</b>	<b>745,010.96</b>

(Fuente: información propia)

Habiendo determinado las cantidades necesarias de equipos, la estructura fotovoltaica y la producción anual de energía eléctrica, se tiene la información necesaria para realizar un análisis financiero para determinar si el proyecto es rentable, y si es así, el nivel de rentabilidad determinado. En el Apéndice II se muestra la estructura fotovoltaica y en el Apéndice III se muestra el resultado de la simulación usando el software *PV Syst*.

### **3.4.3 Análisis Financiero**

Para un proyecto con un horizonte de 15 años, las herramientas de análisis más apropiadas son las basadas en el flujo de efectivo descontado (DCF). Con la información técnica ya determinada es posible estimar el monto de la inversión inicial necesaria para la ejecución del proyecto, y los ingresos provendrán del precio que se decida ofertar en la licitación. Como en toda licitación, el precio techo se despliega posteriormente a la presentación de precio ofertado por los participantes oferentes, por lo tanto se debe determinar un precio a ofertar que no sea muy alto para quedar fuera del precio techo, pero al mismo tiempo no tan bajo como para no tener la rentabilidad esperada.

Este proyecto fue efectuado por una sociedad, no por inversionistas individuales, por lo tanto la única tasa de descuento a usar será determinada por la metodología del *WACC/CAPM* y debe ser representativa de la rentabilidad esperada por inversiones en el sector de generación de El Salvador.



En El Salvador, el mercado accionario no posee gran dinamismo en materia de transacciones de empresas eléctricas, por ello el mercado accionario carece de una historia que permita ofrecer rendimientos históricos de títulos con suficiente confiabilidad. Por esta razón, para determinar el premio por riesgo y el riesgo sistemático de la industria se utilizará estadísticas internacionales.

Como es usual, para la tasa libre de riesgo se utilizan los rendimientos de instrumentos soberanos emitidos por países con baja probabilidad de cesación de pagos y mínimo riesgo de insolvencia. En este sentido, el rendimiento del bono del tesoro de Estados Unidos a 20 años (UST20)<sup>4</sup> suele ser la opción más utilizada. Para el presente caso tomaremos la tasa libre de riesgo como 3.92%

La determinación de la prima de riesgo país es complicado en países emergentes como El Salvador, dado que los factores económicos, financieros y políticos que intervienen en su determinación son difíciles de cuantificar. El mejor método en estas condiciones es el modelo de *spread* por riesgo país (*country spread model*), por lo que se tomará el *spread* considerando el EMBI de El Salvador<sup>5</sup>. Ésta arroja una prima de riesgo país de 397.06 puntos básicos.

Para la determinación del riesgo sistemático de la industria o beta, se usará las estadísticas del mercado de Estados Unidos. Usando como referencia el cálculo hecho por *Value Line* para distintas empresas de la industria eléctrica de Estados Unidos se

---

<sup>4</sup> Fuente: Boards of Governors of the Federal Reserve System (United States of America). Período Enero 2009 – Diciembre 2012.

<sup>5</sup> Fuente: JPMorgan. EMBI Global Diversified El Salvador. Promedio de rendimientos mensuales del período Enero 2009 – Diciembre 2011.

determinó el beta sin apalancamiento (*unleveraged* beta o “beta del activo”) promedio de 0.48<sup>6</sup>. Para el cálculo del beta del patrimonio ajustado por el apalancamiento asociado a empresas de generación eléctrica en El Salvador se consideró una tasa impositiva del 30% y una estructura de capital óptima de 49%. El beta resultante es de 0.80<sup>7</sup>.

Otro elemento necesario para determinar el CAPM es el rendimiento esperado por el premio por riesgo ( $r_M - r_F$ ). Utilizando de nuevo las estadísticas del mercado de Estados Unidos, específicamente el estudio realizado por *Ibbotson Associates*<sup>8</sup> que mide resultados históricos basándose en una cartera sumamente líquida y diversificada como es el Índice Compuesto de *Standard & Poor's 500*, se estima un premio por riesgo de 6.41%.

En base a las consideraciones realizadas anteriormente, en la Tabla No. 5 se presenta el rendimiento requerido para el capital propio en términos nominales después de impuestos, según el modelo CAPM.

---

<sup>6</sup> Fuente: Value Line (Damodaran.com) Empresas del SIC Code 4911 y 4913. Cantidad de empresas: 61 (61 *utilities* eléctricas de Estados Unidos). Promedio entre 2009 y 2011.

<sup>7</sup> El beta sin apalancamiento se utiliza usando la ecuación de Hamada:

$$\beta_U = \frac{\beta_L}{1 + (1 - t)(D/E)}$$

Donde:  $\beta_U$  es el Beta del activo o desapalancada  
 $\beta_L$  es el Beta del patrimonio o apalancada  
 $D$  es el nivel de endeudamiento de mediano/largo plazo  
 $E$  es el Patrimonio Neto  
 $t$  es la tasa de impuestos (impuesto a la renta)

<sup>8</sup> *Ibbotson* (2011). 2011 Valuation Yearbook; Markets Results for Stocks, Bonds, Bills and Inflation, 1926 – 2010.

Tabla No.5 Costo de Capital Propio

Componentes		Características	Valor
Tasa Libre de Riesgo (%)	$r_F$	Rendimiento del UST20	3.92
Adicional por riesgo local (%)	$r_L$	Spread EMBI para un país con riesgo mayor que USA	3.97
Beta sin apalancamiento (adimensional)	$\beta_U$	Beta (Value Line) de compañías de generación eléctrica de EUA (61 empresas)	0.48
Beta ajustado por apalancamiento (adimensional)	$\beta_L$	Beta ajustado por apalancamiento óptimo	0.80
Premio por riesgo (%)	$p_M$	Estimado sobre el mercado de EUA como spread entre el rendimiento del UST20 y el rendimiento del S&P 500 para un horizonte de 84 años	6.41
Costo Nominal del Capital Propio después de impuestos (%)	$r_E$	Aplicación CAPM $r_F + r_L + \beta_L*(r_M - r_F)$	<b>12.99</b>

(Fuente: SIGET; Acuerdo 147-E-2012; Anexo II)

El costo de capital promedio, que considera las distintas fuentes de capital, tanto la propia como la de terceros, se calcula a través del WACC. El costo de la deuda, es el retorno que los poseedores de deuda de la firma demandan la realizar nuevos préstamos. El costo de capital propio o el costo de la deuda, puede ser directa o indirectamente observado en los mercados financieros. Para el costo de la deuda se consideró la tasa de interés promedio ponderada del sistema bancario, para préstamos de plazos mayor a 1 año<sup>9</sup>. Dicho valor es igual a 10.17%. Dado que ésta es una tasa antes de impuestos, se debe descontar de la misma el pago de impuestos, como se muestra a continuación:

<sup>9</sup> Fuente: Banco Central de Reserva de El Salvador, tasa de interés promedio ponderada del sistema bancario, para préstamos de plazos mayores a 1 año, considerando el promedio mensual del período Enero 2009 – Diciembre 2011 (en consistencia con el plazo considerado para determinar la tasa libre de riesgo).

Tabla No.6 Costo de Capital de Terceros

Componentes		Características	Valor
Costo nominal de la Deuda antes de impuestos (%)	$r_D$	Tasa de interés bancaria, préstamos de más de 1 años de plazo.	10.17
Tasa impositiva (%)	T	Alícuota impuesto a las Ganancias	30.00
Costo Nominal de la Deuda después de impuestos (%)	$r_D'$	$r_D * (1-T)$	<b>7.12</b>

(Fuente: SIGET; Acuerdo 147-E-2012; Anexo II)

Para la determinación de la estructura de capital, se utilizó la estructura de capital/deuda de 0.49, valor que se mencionó como representativo de la actividad de generación eléctrica. Para el costo promedio de capital, la tabla siguiente presenta los rendimientos requeridos sobre el capital, en términos nominales, después de impuestos para el caso de una empresa de generación eléctrica operando en El Salvador.

Tabla No.7 Costo de Capital Nominal

Componentes		Característica	Valor
Costo Nominal del Capital Propio después de Impuestos (%)	$r_E$	Aplicación CAPM	12.99
Costo Nominal de la Deuda después de Impuestos (%)	$r_D'$	Resultado $r_D*(1-T)$	7.12
Estructura de Capital	$W_D$	Resultado $D/(D+E)$	0.49
Costo Nominal del Capital después de Impuestos (%)	WACC	Aplicación WACC $r_E * (1 - W_D) + r_D' * W_D$	<b>10.12</b>

(Fuente: SIGET; Acuerdo 147-E-2012; Anexo II)

La tasa obtenida es una tasa nominal ya que en su cálculo se consideraron rendimientos obtenidos de los mercados financieros, los cuales descuentan la inflación esperada de la moneda en los instrumentos que estén nominados. Para estimar el costo real del costo del capital es necesario descontar la inflación a largo plazo en el mercado de EE.UU., ya que el WACC se calculó en moneda norteamericana. Para determinar la

inflación a largo plazo en el mercado de EE.UU., se considera el *spread* entre los bonos del Tesoro de EE.UU. indexados por inflación a 20 años (TIPS) y los bonos sin indexación (UST–20 *bonds*). La diferencia entre estos dos tipos de bonos se debe a que el pago por el cupón y el principal de los TIPS se encuentran determinados por la inflación (ajustado por el índice de Precios al Consumo de dicho país). Dicho valor es de 2.21% (rendimientos promedio mensuales del período Enero 2009 – Diciembre 2011).

También se requiere convertir el WACC obtenido a términos antes de impuestos. Para determinar dicha tasa se considera la siguiente expresión

$$WACC'_R = \frac{\frac{WACC}{(1-t)} - \pi_{USA}}{(1 + \pi_{USA})}$$

Donde:

$WACC'_R$  es la tasa de rentabilidad esperada (real antes de impuestos)

$WACC$  es la tasa de rentabilidad esperada (nominal después de impuestos)

$t$  es la tasa impositiva (alícuota del Impuesto sobre la Renta)

$\pi_{USA}$  es la inflación esperada de largo plazo en el mercado de referencia

De acuerdo a lo expuesto anteriormente, el costo promedio del capital en términos reales antes de impuestos resulta según la siguiente tabla:

Tabla No. 8 Costo de Capital Real

Componentes		Características	Valor
Costo nominal del Capital después de Impuestos (%)	WACC	Aplicación del WACC	10.12
Inflación en EE.UU. largo plazo (%)	$\pi_{USA}$	Spread del rendimiento de los bonos del tesoro de EUA no indexados e indexados (UST y TIPS) a 20 años, promedio mensual Ene'09-Dic'11	2.21
Costo Real del Capital antes de Impuestos (%)	$WACC'_R$	Aplicación del $WACC'_R$	<b>11.98</b>

(Fuente: SIGET; Acuerdo 147-E-2012; Anexo II)

Como la combinación de las variables hace que en realidad la tasa resultante tenga un rango de variación, se recomienda utilizar un valor redondeado de 12%. Esta tasa refleja las condiciones actuales y esperadas con las que se enfrenta un inversor en El Salvador en el negocio de generación de energía eléctrica.

El flujo de efectivo resultante de las condiciones del proyecto de generación fotovoltaica, tomando en cuenta la inversión en equipos y materiales como se describió en la evaluación técnica, y asumiendo gastos de mantenimiento en el transcurso de la vida útil del proyecto, quedaría de la siguiente forma:

Tabla No. 9 Flujo de efectivo Proyecto Planta San Gabriel

ANALISIS DE PROYECTO SAN GABRIEL							
GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA 400kW							
Año	0	1	2	3	4	5	6
INGRESOS							
Venta Energía		\$237,297.59	\$237,297.59	\$237,297.59	\$237,297.59	\$237,297.59	\$237,297.59
EGRESOS							
1. Sum. E Inst. Paneles	\$529,000.00						
2. Sum. E Inst. Inversores	\$117,000.00						
3. Estructuras y materiales	\$384,000.00						
4. Instalación Eléctrica	\$160,065.00						
5. Automatización	\$5,200.00						
6. Servidor y UPS	\$2,000.00						
7. Primas Garantías	\$2,000.00						
8. Primas Seguros	\$3,000.00						
9. Verificación Medidores			\$800.00		\$850.00		\$850.00
10. Estudio de Interconexión	\$2,000.00						
11. Interconexión con CAESS	\$4,000.00						
12. Registro SIGET		\$32.13	\$33.32	\$34.51	\$35.70	\$36.89	\$38.08
13. Mantenimiento		\$1,800.00	\$1,800.00	\$1,800.00	\$1,800.00	\$1,800.00	\$1,800.00
14. Obra Civil	\$3,000.00						
15. Permiso Ambiental	\$1,000.00						
16. Comunicaciones		\$1,440.00	\$1,440.00	\$1,440.00	\$1,440.00	\$1,440.00	\$1,440.00
<b>CASH FLOW</b>	<b>-\$1212,265.00</b>	<b>\$234,025.47</b>	<b>\$233,224.28</b>	<b>\$234,023.09</b>	<b>\$233,171.90</b>	<b>\$234,020.71</b>	<b>\$233,169.52</b>
Precio Energía Ofertado	<b>0.18993</b>		\$/kWh				
NPV	<b>\$378,950.76</b>						
IRR	<b>17.57%</b>						
CONDICIONES							
Energía diaria por Inversor	163	kWh					
No. de inversores	21	u					
Factor de Planta	28.71%						
WACC	12.00%						

ANÁLISIS DE PROYECTO SAN GABRIEL								
GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA 400kW								
7	8	9	10	11	12	13	14	15
\$237,297.59	\$237,297.59	\$237,297.59	\$237,297.59	\$237,297.59	\$237,297.59	\$237,297.59	\$237,297.59	\$237,297.59
	\$875.00		\$875.00		\$900.00		\$900.00	
\$39.27	\$40.46	\$41.65	\$42.84	\$44.03	\$45.22	\$47.60	\$48.79	\$49.98
\$1,800.00	\$1,800.00	\$1,800.00	\$1,800.00	\$1,800.00	\$1,800.00	\$1,800.00	\$1,800.00	\$1,800.00
\$1,440.00	\$1,440.00	\$1,440.00	\$1,440.00	\$1,440.00	\$1,440.00	\$1,440.00	\$1,440.00	\$1,440.00
\$234,018.33	\$233,142.14	\$234,015.95	\$233,139.76	\$234,013.57	\$233,112.38	\$234,010.00	\$233,108.81	\$234,007.62

(Fuente: información propia)

De los resultados de NPV e IRR, y con un WACC real de 12%, se concluye que el proyecto es rentable, para el caso de un precio ofertado de \$ 189.93/MWh.

El resultado final de la licitación favorable, logrando obtener la adjudicación del contrato. Esta licitación, por ser la primera de su tipo, tuvo precios techos muy buenos para los inversionistas, que ya no se volverán a ver en las futuras licitaciones. Es por eso que este análisis será muy útil para la evaluación de proyectos futuros, en los cuales los márgenes entre las ofertas propuestas y el precio techo serán más ajustadas.



## **CAPITULO IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **4.1 Conclusiones**

1. El uso de las ERNC en general tienen muchos beneficios, pero es necesario evaluar cada proyecto en sus características particulares para determinar si producen la rentabilidad mínima esperada.
2. El costo de instalación o inversión inicial de los proyectos ERNC debe ser analizado en profundidad, ya que, aún cuando son más limpios para el ambiente, en general son más costosos que los proyectos convencionales, pero las características de durabilidad, largo plazo de contratos, beneficios fiscales y preferencias de generación los hacen rentables.
3. Es muy importante para los inversionistas conocer el funcionamiento básico de las tecnologías ERNC y la disponibilidad de recurso. La evaluación de los criterios técnicos y la estadística de la capacidad del recurso en el tiempo determinará gran parte de la toma de decisión. También es necesario tomar en cuenta que debido al largo plazo de los contratos, es seguro que se deberán realizar reposiciones de equipos en el transcurso de la vida útil de los equipos.
4. Desde el punto de vista del negocio, los proyectos ERNC son proyectos de riesgo controlado, con un costo de capital relativamente bajo, pero es necesario realizar un análisis en el largo plazo con flujos de efectivo realistas para confirmar que el proyecto es realizable.

## **4.2 Recomendaciones**

1. Debido a los pocos recursos naturales que posee El Salvador y no siendo productor de petróleo, es necesario aprovechar toda fuente renovable, tanto convencional como no convencional para diversificar la matriz eléctrica.
2. Los proyectos de ERNC no son inmunes al riesgo, el cambio climático y la degradación del ambiente influirán en el aprovechamiento futuro de estos recursos. Las políticas de protección al ambiente deben estar a la par del aprovechamiento de recursos naturales.
3. En todo proyecto ERNC es importante contar con contratos de largo plazo, solo de esta forma se asegura una rentabilidad razonable para los proyectos.
4. En la práctica, uno de los problemas más grandes en la ejecución del los proyecto ERNC se debe no a la complejidad de la tecnología, sino a la tramitología que involucra, principalmente en El Salvador. Es muy importante que los trámites de los diferentes permisos y sus requisitos sean lógicos y se gestiones con la rapidez necesaria por parte del Gobierno.

## Referencias

- Alzamora, E. (2012). *Evaluación Técnica y Financiera de Alternativas Energéticas Renovables no Convencionales para Incorporar a la Gestión Energética del Casino de Suboficiales Badilla, III Brigada de la Fuerza Aérea de Chile, Puerto Montt*. Universidad Austral de Chile.
- Agenbur (2012). *Uso de la Biomasa*. Agencia Provincial de la Energía de Burgos.
- Breadley, R. y Myers, S. (1995). *Principios de Finanzas Corporativas*. España: McGraw-Hill/Interamericana de España.
- Bun-ca (2002). *Manuales sobre Energía Renovable: Hidráulica a Pequeña Escala*. San José, Costa Rica.
- Cerdá, E. (2013). *Energía Obtenida a partir de Biomasa*. Universidad Complutense de Madrid. España.
- CNE. *Página Web*. Secciones Mercado Eléctrico y Energía Renovable.
- Kindelán, J.M. (2008). *Las Energías Renovables y su Impacto Social*. Fundación para Estudios sobre la Energía. Sevilla, España.
- Melgar, A. (2013). *Seminario de Energía Renovable y Taller para Proveedores de Bienes y Servicios*. Asociación Salvadoreña de Industriales. Unidad Facilitadora de Proyectos en Energía Renovable. El Salvador.
- Ossenbach, M., Guillén, S. y Coto, O. (2010). *Guía para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable en Guatemala*. Banco Centroamericano de Integración Económica. Guatemala.
- SIGET. *Acuerdo 147-E-2012*. El Salvador.
- SIGET. *Acuerdo 120-E-2013*. El Salvador.

Urzúa, I. A. (2014). *Medición del Impacto de la Penetración de las Energías Renovables no Convencionales Intermitentes en los Costos de un Sistema Interconectado Centralizado*. Pontificia Universidad Católica de Chile. Chile.

Weston, J. y Copeland, T. (1995). *Finanzas en Administración*. México: McGraw-Hill/Interamericana de México.

## Apéndices

### Apéndice A. Ejemplo de Perfil de Proyecto

#### PERFIL DE PROYECTO PROGRAMA DE EMPRESARIADO SOCIAL

##### NICARAGUA

<b>Título:</b>	Empresariado Social en Electrificación Fotovoltaica para Poblaciones Rurales de Bajos Ingresos		
<b>Número:</b>	NI-S1005		
<b>Equipo de proyecto:</b>	Martha Sarria (COF/CND); Pendiente (LEG/OPR); Dieter Wittkowski (SDS/MSM) y Gabriela Torres (SDS/MSM), Jefe de Equipo.		
<b>Organismo ejecutor:</b>	Tecnosolución S.A.		
<b>Plan de financiamiento:</b>	Financiamiento Reembolsable	US \$	550.000
	Cooperación Técnica (no-reembolsable)	US \$	150.000
	Contraparte Local:	US \$	120.000
		<b>Total</b>	<b>US \$ 820.000</b>
<b>Fuente de Recursos:</b>	Fondo de Operaciones Especiales (FOE)		

#### I. EL PROBLEMA

- 1.1 **La electrificación rural en Nicaragua:** El 45% de la población nicaragüense carece de acceso a la electricidad. Según la Comisión Nacional de Energía (CNE) de Nicaragua, el índice de cobertura eléctrica que exhibe el país es uno de los más bajos de la región junto con Honduras y Haití. A través de promulgación de la Ley de Industria Eléctrica en 1998, las actividades de generación, transmisión y distribución eléctrica fueron separadas para su concesión. La distribución eléctrica fue concesionada a una empresa privada de capital español que opera actualmente en las regiones del Pacífico (zonas nor-occidental, sur-oriental y el norte del Departamento de Managua) en las cuales se encuentra concentrada más del 90% de la población del país, aunque de este porcentaje sólo el 60% tiene servicio eléctrico regular. Sin embargo, también existe un área no concesionada (principalmente el oriente del país) cuya cobertura alcanza sólo a un 22%.
- 1.2 **En esta área el servicio de distribución eléctrica es poco atractivo para las grandes empresas privadas** debido a la lejanía de las redes instaladas, la dispersión de localidades (comunidades rurales) y viviendas, baja densidad poblacional, bajo consumo por familia (50 kwh/mes), capacidad de pago reducida, y a veces la falta de una cultura de pago por servicios básicos, aspectos que se traducen en costos altos e ingresos reducidos y/o inciertos. Bajo estas circunstancias, las perspectivas de la población que habita en esta zona de contar a corto y mediano plazo con energía eléctrica convencional son extremadamente limitadas.
- 1.3 **La energía solar como alternativa:** Una alternativa a la energía eléctrica convencional, cuya aplicación se ha venido expandiendo en varios países de la región en los últimos años, es el uso de fuentes de energía solar para electrificación básica de viviendas rurales mediante sistemas fotovoltaicos. Estos sistemas permiten obtener energía directamente de la luz solar, reemplazando los medios tradicionales (velas, leña, kerosene y pilas), y transformando la radiación solar en electricidad, la cual es almacenada en una batería de forma que pueda utilizarse en cualquier momento y no sólo durante las horas de sol. El sistema está compuesto por una combinación de módulos en serie y paralelo mediante la que se obtiene una corriente

continua de voltaje e intensidad apropiados para iluminación de 3 a 6 focos<sup>1</sup> y utilización de equipos eléctricos domésticos pequeños (radio y televisor).

- 1.4 A pesar de sus ventajas, la expansión del uso de estos sistemas por las poblaciones de bajos ingresos enfrenta barreras tales como: (i) falta de mecanismos de financiamiento con períodos de repago de largo plazo para las empresas que desean emprender proyectos de energía solar a pequeña escala y para las familias beneficiarias que no pueden acceder a financiamientos pequeños para este servicio; (ii) un débil desarrollo de la red de servicios de operación y mantenimiento; y (iii) poca diseminación y promoción de los sistemas en las áreas rurales.
- 1.5 Una iniciativa privada: Con el fin de promover el uso de la energía renovable en nichos de mercado carentes de electricidad vía energía eléctrica, desde el año 1998 la empresa Tecnosolución S.A. (TECNOSOL) viene trabajando en el diseño, suministro, instalación, capacitación y mantenimiento de equipos de energía renovable. Además de sus actividades comerciales propias, en los dos últimos años atendió la instalación de 1407 sistemas fotovoltaicos para viviendas, 9 escuelas y 9 puestos de salud en Waspam, municipio cercano a la frontera con Honduras, con financiamiento del proyecto BID NI-0069 (Programa Híbrido de apoyo al sector eléctrico) ejecutado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), que incluyó un componente piloto de electrificación rural para comunidades alejadas. La experiencia le permitió implantar mecanismos para instalar estos sistemas en forma masiva, mantenerlos y coleccionar pagos mensuales de las familias por montos reducidos beneficiando a 32 comunidades, integradas principalmente por indígenas misquitos. En la actualidad, TECNOSOL ha identificado otras regiones en el área no concesionada para expandir sus servicios, pero se ve limitada por la falta de capital propio para hacerlo.
- 1.6 El proyecto cumple con los criterios del Programa de Empresariado Social porque tendrá un impacto directo en mejorar el bienestar y la calidad de vida de poblaciones pobres de la sociedad que no tienen acceso a otros medios de apoyo, mediante la provisión de un servicio social sostenible.

## II. LA SOLUCIÓN PROPUESTA

- 2.1 El proyecto propone mejorar las condiciones de vida de alrededor de 715 familias de bajos ingresos ubicadas principalmente en las zonas de la Región Autónoma del Atlántico Sur (RAAS) y Región Autónoma del Atlántico Norte (RAAN) y la zona central de Nicaragua (Boaco, Juigalpa, Matagalpa y Jinotega), mediante la provisión de sistemas fotovoltaicos de energía solar, en condiciones técnica, financiera y ambientalmente sostenibles, como una alternativa a la energía eléctrica convencional. Para tal efecto, los problemas que enfrentan las familias para acceder a esta tecnología serán abordados de la siguiente manera: (a) inversión privada en el suministro e instalación de 715 sistemas de energía eléctrica independientes de 22 y 50 Watts para familias de bajos ingresos en por lo menos 25 comunidades del área del proyecto y establecimiento de mecanismos de recuperación a largo plazo a favor de las familias; (b) inversiones para el desarrollo de una red de servicios de operación y mantenimiento con criterios de calidad y adaptación a las características de las familias; (c) apoyo para la creación y desarrollo de distribuidores locales (microempresas) que promocionen el uso de los sistemas en las áreas del proyecto.
- 2.2 En líneas generales, se prevé que TECNOSOL instalará los sistemas fotovoltaicos para las familias que muestren interés en contar con el sistema, cumplan ciertos criterios de

---

<sup>1</sup> 3 focos con un sistema de 22 Watts y 6 con un sistema de 50 Watts.

elegibilidad y estén dispuestas a pagar cuotas mensuales de entre US\$5 a US\$8 por su utilización durante un período de aproximadamente 15 años. Además la empresa proveerá del servicio de capacitación para la operación, reparaciones (mantenimiento correctivo) y mantenimiento preventivo especializado así como del servicio de cobranza para las familias. Para expandir la tecnología y los servicios a otras familias, la empresa contará con distribuidores locales a quienes les otorgará crédito para que éstos cuenten con un stock pequeño pero adecuado para la venta de los sistemas.

- 2.3 El obtener el financiamiento del Banco para el proyecto permitirá que pobladores de zonas alejadas del país, donde no se prevé que la energía eléctrica pueda llegar en los siguientes años, puedan beneficiarse de contar con electricidad a través de energía solar además de recibir servicios de operación y mantenimiento de sus sistemas y pagarlos de acuerdo a su capacidad de pago. De contarse solamente con los recursos propios de TECNOSOL, esta situación podría implementarse en el mediano y largo plazo y bajo condiciones de mercado a las que las familias de bajos ingresos difícilmente podrían acceder.
- 2.4 Para apoyar en la realización de la solución, el Banco otorgaría a TECNOSOL hasta US\$550.000<sup>2</sup> de *financiamiento reembolsable* para inversiones en 715 sistemas solares<sup>3</sup> que las familias repagarán a TECNOSOL en un período de 10 a 15 años y crédito a los distribuidores locales. El crédito a otorgar será de aproximadamente US\$5.000.- por distribuidor y le servirá para proveerse de un stock mínimo de inventario de al menos dos modelos de sistemas de potencias distintas (i.e. de 14, 22, 50 y 75 Watts). Asimismo se prevé un aporte de hasta US\$150.000 de *cooperación técnica no-reembolsable* para fortalecer la prestación de los servicios conexos a los sistemas (reparaciones y mantenimiento preventivo) y facilitar los pagos de las familias. Se estima la contraparte del proyecto en US\$120.000, dividido entre inversiones y cooperación técnica.<sup>4</sup>
- 2.5 Al concluir este proyecto se espera contar con: (i) alrededor de 715 nuevos sistemas fotovoltaicos independientes de energía solar instalados en viviendas familiares; (ii) más de 2400 personas con electricidad vía energía solar; (iii) 20 distribuidores locales operando en las zonas del proyecto; (iv) un servicio de operación y reparación de los sistemas operando en 100% en el área del proyecto; (v) y un servicio de mantenimiento preventivo operando en 70%.

### III. MECANISMOS DE EJECUCIÓN Y ASPECTOS INSTITUCIONALES

- 3.1 **El Ejecutor:** El proyecto será ejecutado por Tecnosolución S.A., empresa privada cuya misión es garantizar energía eléctrica con tecnología de energía renovable de alta calidad y sostenibilidad a los usuarios que requieren el servicio, especialmente los de zonas remotas del país. La empresa promueve el uso de energías renovables empleando tecnología solar, eólica e hidroeléctrica. Sus accionistas son tres individuos, incluyendo un socio fundador y principal impulsor, que es Presidente y Gerente General. Cuenta con un personal de 11 funcionarios (3

<sup>2</sup> A una tasa de interés *real* estimada del 4% anual, y un plazo de entre 10 y 15 años, dependiendo de los resultados del análisis financiero de la operación y la empresa.

<sup>3</sup> Cada sistema consta de un módulo fotovoltaico (panel), un regulador de carga, una batería solar, estructura de soporte y un kit de instalación (cableado, cajas de conexión, tubos de canalización y elementos de seguridad). La potencia de estos sistemas varía de 22 a 50 Watts y se estima que un 70% de los sistemas serán de 50 Watts a un costo de US\$850 y el resto de 22 Watts a un costo de US\$350. La garantía de operación del panel es de 25 años y de la batería de 1 año.

<sup>4</sup> Aproximadamente US\$100.000 serían recursos propios de TECNOSOL para el componente reembolsable y el resto sería aporte para la Cooperación Técnica no reembolsable (US\$20.000)

técnicos en instalaciones, 2 en reparaciones y un responsable de proyectos que está dedicado en 100% al proyecto de Waspam) y tiene operando 5 sucursales y 10 distribuidores locales. La empresa cuenta con un sistema informático básico para el cobro de los pagos mensuales a las familias beneficiarias de Waspam.

- 3.2 Se seleccionó esta institución por su experiencia comprobada en la instalación y mantenimiento de sistemas de energía solar de alta calidad para comunidades rurales alejadas, y porque se destaca entre otras que actualmente trabajan en el mismo sector pero que no tienen experiencia en atender a familias pobres. Cuenta con la capacidad técnica y financiera para llevar a cabo las actividades del proyecto y cumplir con sus objetivos. Al 31 de mayo de 2005, TECNOSOL contaba con activos del orden de US\$955.000, Pasivos por US\$622.000 y un Patrimonio de US\$333.000.
- 3.3 Con los recursos de la cooperación técnica se fortalecerá su capacidad administrativa para operar el mecanismo propuesto en el proyecto y garantizar la sostenibilidad de la prestación del servicio y su calidad incentivando a las familias a cumplir con los pagos acordados, generando márgenes suficientes para el repago al Banco y utilidades a la empresa. Otro aspecto que apoyará la sostenibilidad de la solución propuesta será la operación de los distribuidores locales que promoverá la expansión de los sistemas en zonas donde no existen otras alternativas de electrificación.

#### IV. ASPECTOS ESPECIALES

- 4.1 Durante el análisis del proyecto, el Equipo de Proyecto pondrá especial atención en los siguientes aspectos: (i) los criterios de elegibilidad para seleccionar a las familias que accederán a los sistemas, (ii) las condiciones apropiadas para asegurar los incentivos correctos para el pago de las cuotas mensuales por las familias; (iii) un análisis del sistema que TECNOSOL utilizará para el control de las cuentas por cobrar de las familias beneficiarias; (iv) el dimensionamiento de los componentes del proyecto y la factibilidad del aporte de contrapartida; (v) las condiciones del financiamiento del Banco; (vi) demanda por los recursos del programa; (vii) mecanismos para asegurar la captura de los beneficios por parte de los habitantes de las comunidades beneficiadas; (viii) la coordinación de las actividades de instalación de los sistemas solares con actividades similares de otras operaciones del Banco y de otros organismos como el Banco Mundial, IICA, etc.; (ix) la posibilidad de que los sistemas sean reemplazados por energía eléctrica convencional antes de alcanzar la rentabilidad de la operación; (x) los impactos sociales y ambientales del proyecto y seguimiento de los mismos; (xi) la definición de los indicadores de desempeño más apropiados para medir el impacto del proyecto, y la calidad y sostenibilidad de los servicios; y (xii) el cumplimiento de la normativa nacional vigente.
- 4.2 Impactos Ambientales y Sociales y Medidas Propuestas. El proyecto tendrá un impacto social significativo al proveer electricidad vía energía renovable a las viviendas de familias pobres, con potencial de beneficiar especialmente a mujeres y niños. Estudios realizados en otros países han demostrado que la ampliación del horario en que se disfruta la luz ha beneficiado en especial a las mujeres y los niños que pasan más tiempo en casa, permitiéndoles llevar a cabo actividades como la costura, elaboración de cestas y artesanías y a los niños seguir estudiando cuando ya ha oscurecido. Durante la Misión de análisis se definirán mecanismos que muestren la consecución de estos efectos en el proyecto. Los impactos ambientales previstos para el proyecto en general son positivos, ya que se propone el empleo de energía



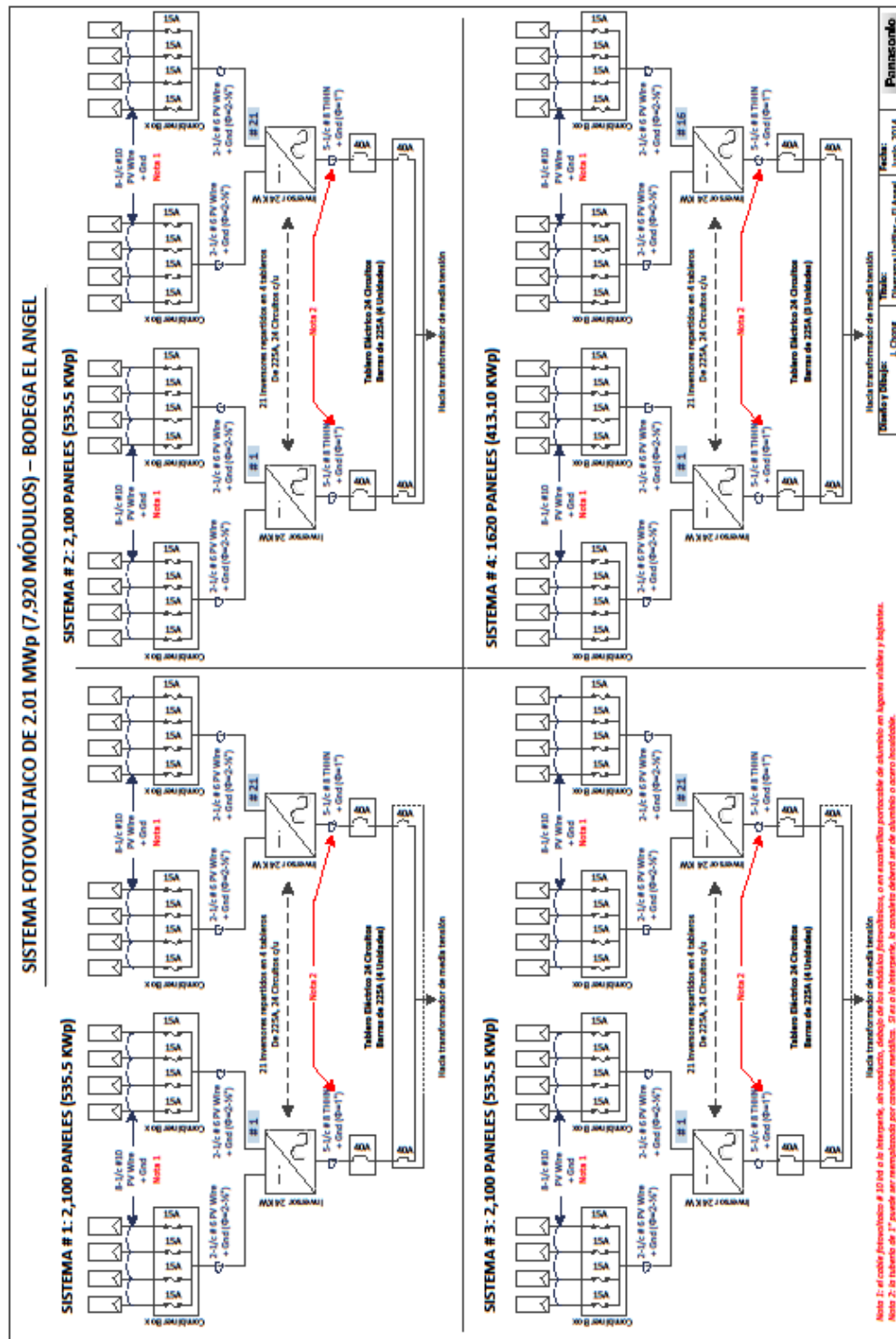
solar renovable y la capacitación ambiental asociada para las familias que tendrán acceso a ella. Durante el análisis del proyecto se revisarán los mecanismos previstos por la empresa para asegurar la capacitación así como la disposición y reciclaje de baterías de los sistemas.

4.3 Se prevé la elaboración del proyecto de acuerdo al siguiente calendario

Aprobación de Perfil:	Agosto 2005
Análisis:	Agosto 2005
CRG:	Octubre 2005
Directorio:	Diciembre 2005

Aprobado por: \_\_\_\_\_ Fecha \_\_\_\_\_  
Antonio Vives  
SDS/PEF

## Apéndice B. Estructura Fotovoltaica Planta Fotovoltaica San Gabriel



# Apéndice C. Simulación Usando PVSyst

PVSYST V6.24		14/10/14		Page 1/5	
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>					
<b>Project :</b> El Angel 2 MW					
<b>Geographical Site</b>		<b>Apopa S-A Dat</b>		<b>Country</b> El Salvador	
<b>Situation</b>		Latitude 13.8°N		Longitude 89.2°W	
Time defined as		Legal Time Time zone UT-6		Altitude 430 m	
<b>Meteo data:</b>		Albedo 0.20			
		<b>APOPA</b>		Sintesis - Meteornorm file	
<b>Simulation variant :</b> Completo					
		Simulation date		14/10/14 20h59	
<b>Simulation parameters</b>					
<b>2 orientations</b>		Tilts/Azimuths		7°/105° and 7°/-75°	
<b>Models used</b>		Transposition		Perez	
		Diffuse		Erbs, Meteornorm	
<b>Horizon</b>		Free Horizon			
<b>Near Shadings</b>		Linear shadings			
<b>PV Arrays Characteristics (4 kinds of array defined)</b>					
<b>PV module</b>		Si-poly		Model <b>VBMS255AE04</b>	
		Manufacturer		Panasonic	
<b>Sub-array "Este"</b>		Orientation		#1	
Number of PV modules		In series		25 modules	
Total number of PV modules		Nb. modules		3700	
Array global power		Nominal (STC)		<b>944 kWp</b>	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp		717 V	
				Tilt/Azimuth 7°/105°	
				In parallel 148 strings	
				Unit Nom. Power 255 Wp	
				At operating cond. 898 kWp (37°C)	
				I mpp 1252 A	
<b>Sub-array "Este Inv Esp"</b>		Orientation		#1	
Number of PV modules		In series		25 modules	
Total number of PV modules		Nb. modules		50	
Array global power		Nominal (STC)		<b>12.75 kWp</b>	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp		717 V	
				Tilt/Azimuth 7°/105°	
				In parallel 2 strings	
				Unit Nom. Power 255 Wp	
				At operating cond. 12.14 kWp (37°C)	
				I mpp 17 A	
<b>Sub-array "Oeste"</b>		Orientation		#2	
Number of PV modules		In series		25 modules	
Total number of PV modules		Nb. modules		4100	
Array global power		Nominal (STC)		<b>1046 kWp</b>	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp		717 V	
				Tilt/Azimuth 7°/-75°	
				In parallel 164 strings	
				Unit Nom. Power 255 Wp	
				At operating cond. 995 kWp (37°C)	
				I mpp 1387 A	
<b>Sub-array "Este Inv. Esp mpp2"</b>		Orientation		#1	
Number of PV modules		In series		23 modules	
Total number of PV modules		Nb. modules		69	
Array global power		Nominal (STC)		<b>17.59 kWp</b>	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp		680 V	
				Tilt/Azimuth 7°/105°	
				In parallel 3 strings	
				Unit Nom. Power 255 Wp	
				At operating cond. 16.75 kWp (37°C)	
				I mpp 25 A	
<b>Total Arrays global power</b>		Nominal (STC)		<b>2019 kWp</b>	
		Module area		<b>13066 m²</b>	
				Total 7919 modules	
				Cell area 11585 m²	
<b>Inverter</b>		Model		<b>STP 24000TL-US</b>	
		Manufacturer		SMA	
		Operating Voltage		450-800 V	
				Unit Nom. Power 24.0 kW AC	

Grid-Connected System: Simulation parameters (continued)

<b>Sub-array "Este"</b>	Nb. of inverters	37 units	Total Power	888 kW AC
<b>Sub-array "Este Inv Esp"</b>	Nb. of inverters	1 * MPPT 1/2	Total Power	12.0 kW AC
<b>Sub-array "Oeste"</b>	Nb. of inverters	41 units	Total Power	984 kW AC
<b>Sub-array "Este Inv. Esp mpp2"</b>	Nb. of inverters	1 * MPPT 1/2	Total Power	12.0 kW AC
<b>Total</b>	Nb. of inverters	79	Total Power	1896 kW AC

**PV Array loss factors**

Array Soiling Losses		Loss Fraction	2.5 %
Thermal Loss factor	Uc (const) 20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Array#1 20 mOhm	Loss Fraction	3.3 % at STC
	Array#2 675 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
	Array#3 8.2 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
	Array#4 414 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
	Global	Loss Fraction	2.0 % at STC
LID - Light Induced Degradation		Loss Fraction	0.7 %
Module Quality Loss		Loss Fraction	0.0 %
Module Mismatch Losses		Loss Fraction	1.0 % at MPP

Incidence effect, user defined profile

0°	10°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	90°
1.00	1.00	1.01	0.99	0.97	0.91	0.84	0.72	0.00

**System loss factors**

AC wire loss inverter to transfo	Inverter voltage	400 Vac tri	Loss Fraction	3.7 % at STC
	Wires	160 m 3x1200.0 mm²	Loss Fraction	0.5 % at STC
External transformer	Iron loss (Night disconnect)	10013 W	Loss Fraction	0.0 % at STC
	Resistive/Inductive losses	0.0 mOhm	Loss Fraction	0.0 % at STC
Unavailability of the system	1.8 days, 3 periods		Time fraction	0.5 %

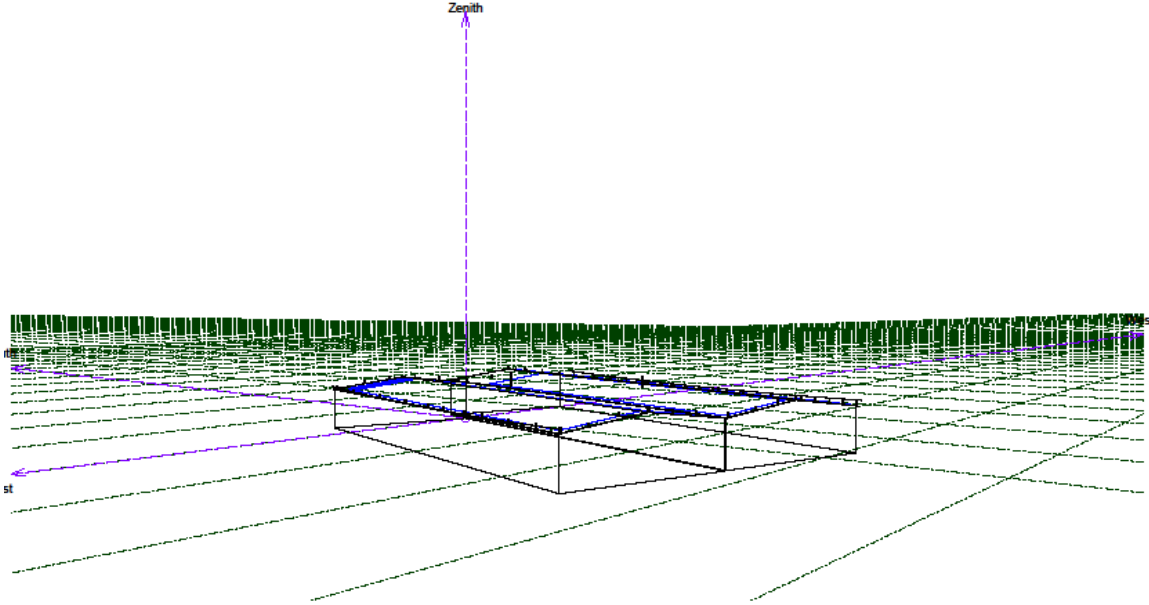
**User's needs :** Unlimited load (grid)

Grid-Connected System: Near shading definition

Project : El Angel 2 MW  
 Simulation variant : Completo

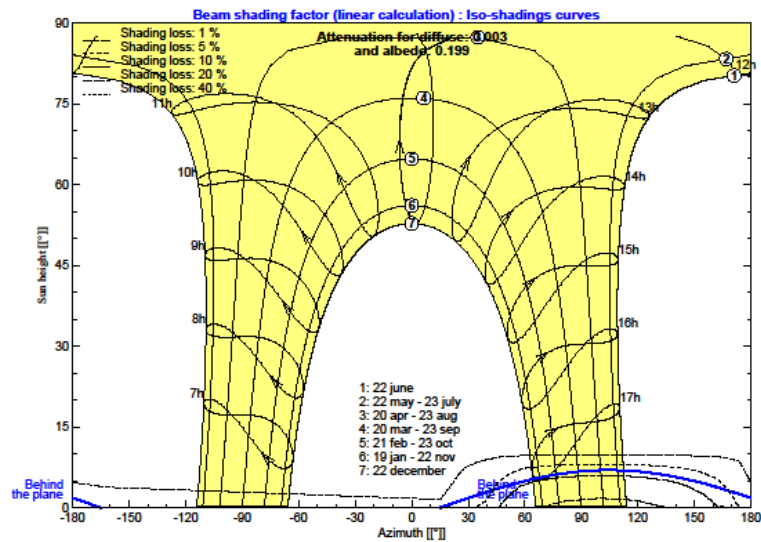
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
<b>Near Shadings</b>	Linear shadings		
PV Field Orientation	2 orientations	Tilt/Azimuth = 7°/105° and 7°/-75°	
PV modules	Model	VBMS255AE04	Pnom 255 Wp
PV Array	Nb. of modules	7919	Pnom total 2019 kWp
Inverter	Model	STP 24000TL-US	Pnom 24.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	79.0	Pnom total 1896 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

El Angel 2 MW

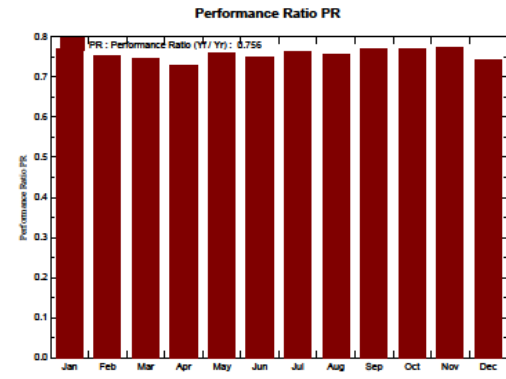
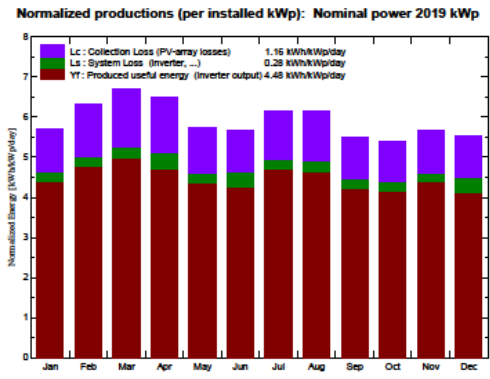


Grid-Connected System: Main results

Project : El Angel 2 MW  
 Simulation variant : Completo

<b>Main system parameters</b>	<b>System type</b>	<b>Grid-Connected</b>
<b>Near Shadings</b>	Linear shadings	
PV Field Orientation	2 orientations	Tilt/Azimuth = 7°/105° and 7°/-75°
PV modules	Model	VBMS255AE04
PV Array	Nb. of modules	7919
Inverter	Model	STP 24000TL-US
Inverter pack	Nb. of units	79.0
User's needs	Unlimited load (grid)	
		Pnom 255 Wp Pnom total 2019 kWp Pnom 24.00 kW ac Pnom total 1896 kW ac

<b>Main simulation results</b>	<b>Produced Energy</b>	<b>3298 MWh/year</b>	<b>Specific prod.</b>	<b>1633 kWh/kWp/year</b>
System Production	Performance Ratio PR	75.6 %		



Completo  
Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
January	177.0	23.44	176.8	168.3	289.4	275.1	12.53	11.91
February	176.9	24.58	176.7	168.6	283.6	269.3	12.29	11.66
March	208.0	25.43	207.6	198.2	329.7	312.4	12.15	11.51
April	194.9	26.18	194.5	185.2	309.2	285.7	12.17	11.24
May	178.8	25.53	178.4	169.5	289.1	273.9	12.41	11.75
June	171.0	23.96	170.4	161.9	280.3	257.9	12.58	11.58
July	191.7	24.62	191.3	181.9	310.3	294.4	12.42	11.78
August	190.9	24.42	190.4	181.4	306.7	290.5	12.33	11.68
September	164.9	23.32	164.6	156.4	270.3	255.9	12.57	11.90
October	167.9	23.19	167.5	159.2	274.8	260.3	12.56	11.89
November	169.9	22.57	169.7	161.5	279.8	265.4	12.62	11.97
December	171.8	23.30	171.6	163.2	281.7	257.7	12.57	11.50
Year	2163.8	24.21	2159.4	2055.4	3504.9	3296.4	12.42	11.69

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation  
 T Amb Ambient Temperature  
 GlobInc Global Incident In coll. plane  
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings  
 EArray Effective energy at the output of the array  
 E\_Grid Energy injected into grid  
 EffArrR Effic. Eout array / rough area  
 EffSysR Effic. Eout system / rough area

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : EI Angel 2 MW  
 Simulation variant : Completo

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
<b>Near Shadings</b>	Linear shadings		
PV Field Orientation	2 orientations	Tilt/Azimuth = 7°/105° and 7°/-75°	
PV modules	Model	VBMS255AED4	Pnom 255 Wp
PV Array	Nb. of modules	7919	Pnom total 2019 kWp
Inverter	Model	STP 24000TL-US	Pnom 24.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	79.0	Pnom total 1896 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year

