



**UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE MÉXICO  
FACULTAD DE INGENIERÍA**



**Análisis de rentabilidad de sistemas  
fotovoltaicos en el sector doméstico**

**TESIS**

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE  
INGENIERO ELÉCTRICO-ELECTRÓNICO**

**PRESENTAN**

**ALEJANDRO ROMÁN VACA RAMÍREZ**

**Y**

**RICARDO IVÁN HERNÁNDEZ Y CHAVARRÍA**

**DIRECTOR DE TESIS:**

**ING. AUGUSTO SÁNCHEZ CIFUENTES**

**Febrero 2011**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

*A mis padres, María Luisa y José Luis  
y a mi hermano Rodrigo, con quienes tengo  
el orgullo y la fortuna de formar una familia.  
Gracias por estar siempre allí.*

*A mis amigos de toda la vida: Adonis, José  
Logan y Rafael por su invaluable compañía  
y apoyo durante todos estos años.*

*A mis colegas ingenieros: Javier, Eduardo,  
Ricardo, Ubaldo y otros muchos  
con quienes compartí las aulas y laboratorios  
de la Facultad.*

*A Mariana por enseñarme la belleza  
y la importancia de la vida y por tantos momentos  
hermosos en francés.*

*A la Universidad y muy especialmente a la Facultad  
de Ingeniería y a los maestros que imparten clases en ella  
quienes me transmitieron los conocimientos que hoy hacen  
esto posible.*

*Y a Fangs, mi leal compañero  
de desvelos durante toda mi carrera.*

*Este trabajo es para todos ustedes...*

*Alejandro Román Vaca Ramírez*

Es necesario trabajar mucho para hacer de México una de las naciones más prosperas y poderosas del mundo, y que mejor manera de hacerlo que ser útil para la patria. Yo elegí la ingeniería personalmente porque me enamoré de ella. Alguna vez lo dije:

*“Para mí, la ingeniería es como una mujer... al principio la notas; te empieza a llamar la atención, tiene algo... se arriesga uno a conocerla, y entre más la conoces más te enamoras de ella. Hasta que llega un momento en tu vida en que te das cuenta que no puedes dejar de amarla. Y decides que quieres pasar el resto de tu vida con ella”.*

Éste es el camino que elegí para servir a la patria. Es el camino por donde encontraré plenitud, reconocimiento y felicidad. Estoy seguro de ello...

Todo tipo de felicitación al respecto no debe ser para mí, sino para todas aquellas personas que mantuvieron su paciencia y cariño para poder entregar a México un ingeniero que luchará por el bienestar de su país y por su gente. Cada uno aportando algo en mi formación y persona.

Mi mamá, hermano y abuelo, con paciencia y cariño creen en mí, en mi porvenir. Son en realidad aquella estrella que me arropa y cuida desde el cielo, siempre por mí, por ellos, por nosotros. Mi familia.

Asamblea de Generaciones de la Facultad de Ingeniería; son colegas y hermanos, entregándome una formación integral. Me han mostrado que es necesaria la participación activa del ingeniero en la política del país, siempre con ética y responsabilidad. Me enseñaron a ser líder, a ser ingeniero, a ser mexicano...

Mis amigos, les debo su enseñanza a creer en mí. Su confianza, apoyo, regaños, risas y llantos. No puedo pedir más para sentirme vivo, para seguir adelante.

Universidad Nacional Autónoma de México; Facultad de ingeniería, aunque me duela en el alma alejarme de ti, debo volar del nido, de tu seno... Ten confianza en que jamás dejaré de visitarte y velar por tu bienestar y grandeza. Puedes estar segura que cumpliré mi destino y siempre estará México en mi corazón. “POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”.

Y sin embargo estamos juntos... y sin embargo se mueve.

Ingeniería, Patria y Progreso.

Para los coyotes, los perros  
*Dicho popular mexicano*

Y que ande pues mi velerito viajero (...)  
en pos de su propia suerte  
FERNANDO DELGADILLO

Yes: I am a dreamer  
For a dreamer is one who  
can only find his way by moonlight,  
and his punishment is that he sees the dawn  
before the rest of the world  
OSCAR WILDE

Eppur si muove  
(Y sin embargo se mueve)  
GALILEO GALILEI

# Análisis de rentabilidad de sistemas fotovoltaicos en el sector doméstico

Capítulo 1 Introducción.....	9
1.1 Objetivo .....	9
1.2 Alcances.....	9
1.3 Resumen.....	9
1.4 Energía solar.....	10
1.4.1 Energía Termosolar .....	10
1.4.2 Energía fotovoltaica .....	11
1.5 Energía solar en el mundo.....	12
1.6 Energía solar en México .....	13
Capítulo 2 Energías Alternas .....	16
2.1 Planta eólica .....	16
2.1.1 Principio de funcionamiento .....	16
2.1.2 Antecedentes .....	16
2.1.3 Aerogeneradores.....	17
2.2 Planta maremotriz.....	18
2.3 Planta fotovoltaica .....	19
2.4 Celda de combustible de hidrógeno .....	21
2.5 Planta geotérmica .....	24
2.6 Planta hidroeléctrica .....	25
2.6.1 Planta hidroeléctrica de vaso o presa de almacenamiento .....	25
2.6.2 Planta hidroeléctrica de agua corriente o fluyente .....	25
2.6.3 Clasificación de plantas hidroeléctricas de acuerdo al servicio que proporcionan .....	25
2.6.4 Elementos de la planta hidroeléctrica .....	26
2.7 Biomasa .....	28
2.8 Planta nuclear.....	30
2.8.1 Reactor nuclear .....	31
2.8.2 Residuos radioactivos.....	32
Capítulo 3 Función de los componentes del sistema de conversión fotovoltaico.....	34
3.1 Panel fotovoltaico .....	34

3.1.1 Celda fotovoltaica.....	34
3.1.1.1 Circuito equivalente .....	34
3.1.1.2 Eficiencia .....	38
3.1.2 Módulo fotovoltaico.....	38
3.1.2.1 Eficiencia .....	39
3.1.3 Arreglo fotovoltaico .....	40
3.2 Controladores de carga de baterías en sistemas fotovoltaicos .....	40
3.2.1 Control de sobrecarga y sobredescarga.....	40
3.2.2 Puntos de regulación de carga .....	41
3.2.3 Esquemas de diseño para controladores de carga .....	43
3.3 Baterías.....	45
3.3.1 Generalidades .....	45
3.3.2 Características generales.....	46
3.3.3 Tipos de baterías .....	48
3.4 Inversor .....	50
3.4.1 Configuración de puente completo.....	52
3.4.2 Inversor de onda cuadrada .....	53
3.4.3 Distorsión Armónica Total (THD).....	54
3.4.4 Inversor controlado por modulación de ancho de pulso sinusoidal (SPWM) unipolar ...	55
3.4.5 Parámetros de modulación y consideraciones respecto a la modulación por ancho de pulso sinusoidal (SPWM).....	57
3.4.6 Inversores de onda senoidal pura .....	58
3.5 Medidor de consumo bidireccional .....	59
3.5.1 Medidor watt-hora mecánico .....	59
3.5.2 Watthorímetro electrónico .....	61
3.6 Dimensionamiento del sistema.....	64
3.6.1 Determinación de la carga promedio.....	64
3.6.2 Determinación del banco de baterías .....	65
3.6.3 Determinación de la capacidad del arreglo fotovoltaico .....	66
Capítulo 4 Análisis de las configuraciones propuestas para sistemas fotovoltaicos en el sector doméstico.....	69
4.1 Isla generadora.....	69

4.1.1 Con baterías .....	69
4.1.2 Sin baterías .....	70
4.1.3 Comparativa entre los dos sistemas .....	71
4.1.3.1 A nivel sistema .....	71
4.1.3.2 Módulo o arreglo fotovoltaico .....	71
4.1.3.3 Controlador de carga de baterías.....	71
4.1.3.4 Baterías.....	71
4.1.3.5 Inversor .....	72
4.2 Conectado a la red suministradora .....	72
4.2.1 Con baterías .....	74
4.2.2 Sin baterías .....	75
4.2.3 Comparativa entre los dos sistemas .....	75
4.2.3.1 A nivel sistema .....	75
4.2.3.2 Módulo o arreglo fotovoltaico .....	76
4.2.3.3 Controlador de carga de baterías.....	76
4.2.3.4 Baterías.....	76
4.2.3.5 Inversor .....	77
4.2.3.6 Medidor bidireccional .....	78
Capítulo 5 Análisis de rentabilidad.....	79
5.1 Tarifas.....	79
5.1.1 Tarifa 1.....	79
5.1.1.1 Cuotas aplicables.....	80
5.1.2 Tarifa DAC.....	82
5.1.2.1 Cuotas aplicables.....	83
5.1.3 Comparación entre tarifas .....	84
5.1.4 Tarifas en el futuro .....	84
5.2 Selección del sistema fotovoltaico .....	86
5.3 Costos y análisis mediante el método de Costos de Ciclo de vida Útil (CCVU).....	87
5.3.1 Costo de ciclo de vida útil.....	88
5.3.2 Costo de ciclo de vida anualizado .....	89
5.3.3 Costo del kWh generado .....	90
5.4 CCV de los sistemas fotovoltaicos.....	90

5.5 Metodología utilizada para el análisis económico .....	90
Capítulo 6 Conclusiones .....	96
Anexo 1.....	101
Anexo 2.....	108
Anexo 3.....	117
Anexo 4.....	123
Anexo 5.....	129
Anexo 6.....	145
Bibliografía .....	162

# Capítulo 1 Introducción

## 1.1 Objetivo

Analizar diferentes configuraciones para un sistema solar fotovoltaico, buscando alternativas para acomodarse a las necesidades de un usuario dentro del sector doméstico. Se busca analizar hasta qué punto es rentable la implementación de sistemas fotovoltaicos, tomando en cuenta la “Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética”.

El presente documento también tiene la finalidad de promover y facilitar información a los usuarios para tomar la decisión de utilizar sistemas fotovoltaicos en sus residencias. Ya que al aportar información sobre el principio de funcionamiento y el correcto dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos, servirá para orientar sobre su puesta en marcha y mantenimiento. Además de que le dará al usuario una perspectiva económica a futuro, tomando en cuenta las tarifas asociadas al sector doméstico para una vida útil del sistema de 20 años.

## 1.2 Alcances

Se realizará un análisis sobre el sector domésticos, llevando a cabo algunas de las diferentes combinaciones destacadas de posibles sistemas fotovoltaicos como son:

- Isla generadora
  - Con baterías
  - Sin baterías
- Conectado a la red suministradora
  - Con baterías
  - Sin baterías

Para el análisis económico sólo se tomarán en cuenta tarifas del sector doméstico del centro del país como son:

- Tarifa 1
- Tarifa doméstica de alto consumo (DAC)

Se descartaran todas las demás tarifas ya que el análisis es exclusivamente sobre el sector doméstico.

Este es un estudio totalmente teórico.

## 1.3 Resumen

En el presente trabajo se realiza un análisis económico que permite determinar la rentabilidad de la implementación de sistemas de generación eléctrica fotovoltaica en el sector doméstico. Inicialmente se presenta un panorama de las distintas formas de generación eléctrica existentes, incluyendo aquellas que utilizan energías renovables; haciendo especial énfasis en la generación fotovoltaica, sus características y en el panorama actual de generación a nivel nacional. Después

se presentan en detalle los principios físicos que permiten la conversión de energía solar en eléctrica y se describe el funcionamiento de los componentes de un sistema de generación fotovoltaico: paneles, baterías, controlador de carga, inversor y wathhorímeto bidireccional. Se presentan los aspectos técnicos de dichos elementos pensando en sus aplicaciones en sistemas de generación domésticos.

Se presenta una metodología para el dimensionamiento de los sistemas de generación con base en la carga que deberá alimentar el sistema. Una vez con estos elementos se proponen cuatro configuraciones de sistemas de generación domésticos: dos sistemas aislados de la red eléctrica convencional, con y sin respaldo de bancos de baterías respectivamente y dos sistemas interconectados a la red, con y sin respaldo de baterías. Se analizan las ventajas y desventajas de estos sistemas contrastando sus características y señalando los aspectos legales y técnicos requeridos para el caso de los sistemas que trabajan en interconexión con la red suministradora de CFE. Con base en el análisis cualitativo anterior, se eligen los dos sistemas con mejores opciones de viabilidad económica para el sector doméstico debido a su disponibilidad de energía y costo. Estos dos sistemas corresponden al sistema aislado con baterías y al sistema interconectado sin baterías.

Se cotizó con distribuidores locales el costo y la disponibilidad de los elementos necesarios para la construcción de los sistemas. Consecuentemente se proponen quince distintas capacidades de carga a generar que van desde 10 kWh/mes hasta 300 kWh/mes. Se procede entonces a realizar el análisis de rentabilidad mediante el método de costos de ciclo de vida útil (CCVU), durante un periodo de 20 años, con base en la información obtenida de cotizaciones, el costo de las tarifas eléctricas vigentes y los índices de inflación correspondientes durante la última década. Los resultados de dicho análisis muestran que ambas configuraciones son rentables; en algunos niveles de consumo de energía ubicados en la Tarifa 1 > 140 kWh/mes y para todos los niveles de consumo en Tarifa DAC. Los tiempos de recuperación de la inversión requerida para las implementación del sistema varían de entre los 12 y 19 años para el sistema aislado y de 12 a 20 años para el sistema interconectado. El costo de implementación del sistema resultó más económico para la configuración aislada para capacidades menores de 100 kWh/mes; sin embargo, el costo para sistemas de mayor capacidad tiende a equipararse para ambas configuraciones, así como el costo del kWh producido.

## **1.4 Energía solar**

Existen dos tipos de sistemas de aprovechamiento de la energía solar, caracterizados por la tecnología en que basan el aprovechamiento de la radiación del sol: la fotovoltaica y la termosolar.

### **1.4.1 Energía Termosolar**

Consiste en el aprovechamiento de la energía del Sol para transferir calor que puede aprovecharse para cocinar alimentos o para la producción de agua caliente destinada al consumo doméstico, ya sea agua caliente sanitaria, calefacción, o para producción de energía mecánica y a partir de ella, de energía eléctrica.

Actualmente es mucho más eficiente generar electricidad a partir de este principio que con una celda fotovoltaica. No obstante requiere de hectáreas de terreno y largas líneas de transmisión para llevar electricidad al mercado.

Consiste en colectores termosolares que reciben el calor de la radiación solar y que operan bajo alguna de las siguientes modalidades:

- Transmisión a un tanque de almacenamiento el cual envía el calor a su uso final:

El uso más común del calor derivado de la energía termosolar es para calentar fluidos en contenedores, el cual puede ser desde un calentador doméstico o una alberca, hasta algún contenedor de gran tamaño para la utilización del fluido caliente en alguna de las etapas de producción de una industria. Sin embargo, el calor almacenado también puede ser utilizado para otros fines, aun cuando no haya radiación solar, como la preparación de alimentos mediante estufas solares, o para su uso en sistemas de calefacción y aire acondicionado.

- Transmisión directa a un fluido para generar vapor de manera directa o indirecta:

Ésta se aprovecha de manera igualmente directa en procesos industriales, o bien, se hace pasar por turbinas para la generación de electricidad.

#### **1.4.2 Energía fotovoltaica**

La Tierra está bañada por una energía equivalente a 6,000 veces la capacidad eléctrica mundial. Aún con las tecnologías actuales, podríamos generar suficiente energía para satisfacer la demanda docenas de veces pero, a los precios actuales, la infraestructura requerida para adoptar la energía solar costaría mucho más que los combustibles fósiles. Según la información satelital de la NASA, los líderes solares del orbe, como Alemania, no son los países más soleados, sino los que pueden permitirse pagar una cantidad adicional por la energía solar. No obstante el costo de la energía solar disminuye a ritmo constante y las naciones subtropicales en desarrollo podrían beneficiarse de esta tendencia, pues el sol en sus territorios se traduciría en altos rendimientos sobre la inversión en infraestructura solar. Casi todo el potencial solar es desaprovechado. En la Figura 1-1 se muestra el arreglo más común utilizado.

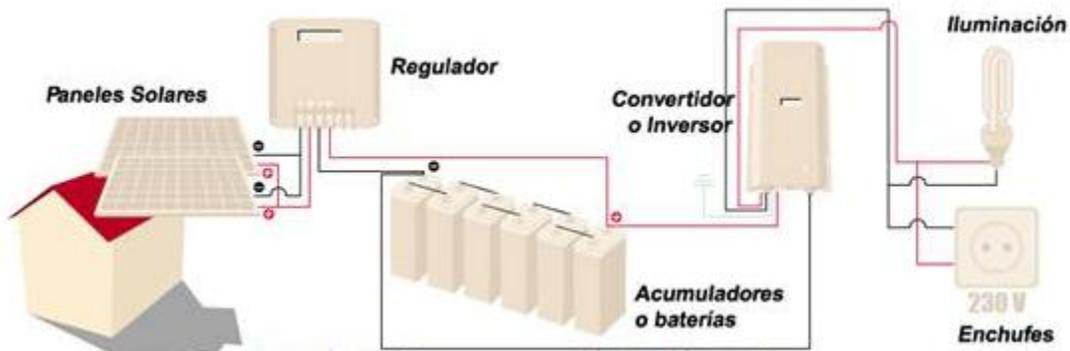


Figura 1-1 Elementos básicos de un sistema fotovoltaico

El sistema está compuesto de los siguientes elementos:

1. Panel solar (o módulo solar) también llamado generador solar, dado que es el encargado de transformar la luz en corriente directa.
2. Baterías, es el elemento que almacena la energía cuando su consumo es alto, o bien para el momento en el que el sol esté oculto.
3. Un controlador, también llamado regulador, que controla la carga de las baterías para que estas no se sobrecarguen.
4. Un Inversor, que convierte corriente directa en alterna. Si bien se trata de un componente opcional, generalmente es útil y ampliamente utilizado al momento de alimentar electrodomésticos o cualquier dispositivo eléctrico en el hogar.

## 1.5 Energía solar en el mundo

En el mundo existe una capacidad instalada de generación de electricidad, a partir de la tecnología fotovoltaica, de más de 16,000 MW.

Según la revista National Geographic<sup>1</sup>, el mayor productor de energía solar es Alemania, con una producción de 2,200 Giga Watts-h solo en 2006; en segundo lugar viene Estados Unidos, con una producción de 125 Giga Watts-h; seguido de España, con 125 Giga Watts-h. Se puede observar notablemente que la energía solar que alcanza la superficie terrestre esta mayoritariamente en países ubicados en los trópicos y en el ecuador. Pero los países que tienen mayor generación fotovoltaica casi no tienen tanta incidencia solar. Esto se debe al alto costo de los paneles solares.

Para sistemas termosolares, a finales de 2004 se tenían instalados a nivel global 164 millones de m<sup>2</sup> de área de captación, correspondientes a una capacidad instalada de cerca de 115,000

<sup>1</sup> Conectados con el Sol. Johnson, George. 3, s.l. : National Geographic en español, 2009, Vol. 25.

MWh, mientras que en México se tenían instalados más de 650,000 m<sup>2</sup> de calentadores solares planos, generando más de 3.1 PJ por año para calentar agua. Actualmente existe una superficie total de 1 millón de m<sup>2</sup> de colectores, que producen aproximadamente 4.5 PJ por año. Derivado de lo anterior, nuestro país se encuentra catalogado como uno de los primeros diez países productores de energía termosolar. En la Figura 1-2 se muestra la irradiación solar anual que existe en diferentes regiones del mundo.

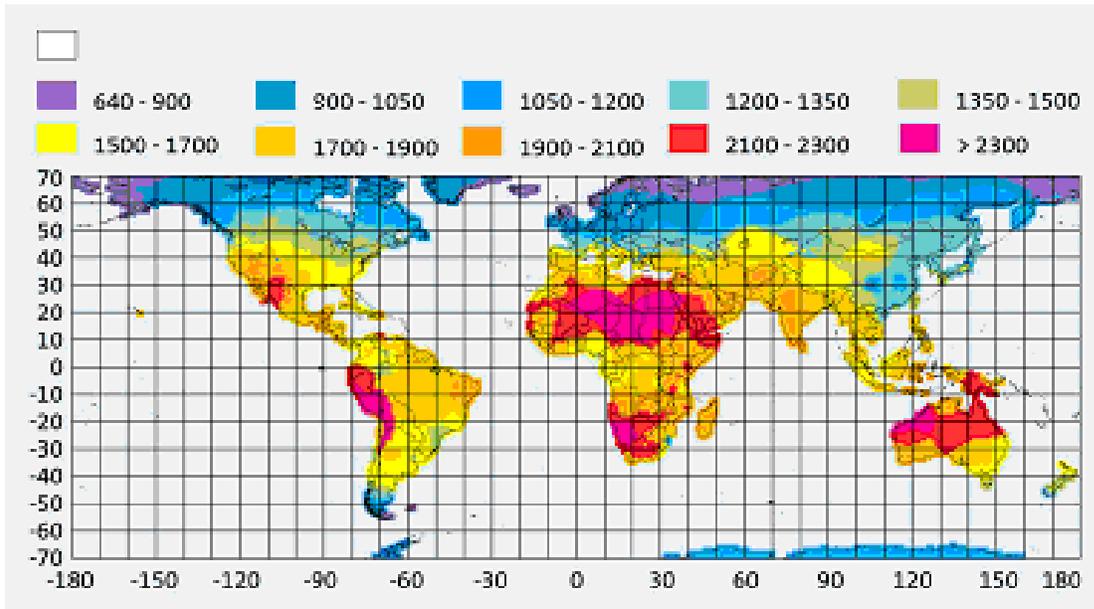


Figura 1-2 Mapa mundial de radiación solar anual promedio (kWh/m2)

### 1.6 Energía solar en México

Se estima que la capacidad total de las instalaciones fotovoltaicas en México es de 18.5 MW, que generan en promedio 8,794.4 MWh por año. En la Figura 1-3 se observa la radiación solar promedio diaria que existe en diferentes regiones de México.



Figura 1-3 Mapa de México de radiación solar diaria promedio (kWh/m2)

En el caso de México, prácticamente todas las instalaciones fotovoltaicas que existen en el país se encuentran en comunidades rurales aisladas de la red eléctrica, y muchas de ellas fueron instaladas por medio de programas gubernamentales de electrificación rural, como el Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO).

De 1993 a 2003, la capacidad instalada de sistemas fotovoltaicos en el país se incrementó de 7 a 15 MW, generando más de 8,000 MWh/año para electrificación rural, bombeo de agua y refrigeración, mientras que actualmente se estima que la capacidad total de estas instalaciones es de 18.5 MW, que generan en promedio 8,794.4 MWh por año<sup>2</sup>.

Considerando dichos avances, nuestro país destaca en el listado de los 15 países a nivel mundial con mayor capacidad instalada de energía fotovoltaica, tal como se observa en la siguiente tabla:

<b>CAPACIDAD INSTALADA DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA AL 2006</b>	
<b>PAISES</b>	<b>(MW)</b>
<b>Alemania</b>	2,831
<b>España</b>	175
<b>Japón</b>	1,776
<b>EE.UU.</b>	697
<b>Australia</b>	71
<b>Holanda</b>	52
<b>Italia</b>	45
<b>Nueva Zelanda</b>	36
<b>Austria</b>	35
<b>Suiza</b>	29
<b>Luxemburgo</b>	25
<b>Francia</b>	23
<b>Canada</b>	20
<b>Mexico</b>	18.5

Tabla 1-1 Capacidad de energía fotovoltaica instalada en el mundo

Tal como se mencionó, la mayor parte del desarrollo de la industria solar en México se ha dado a partir de proyectos de electrificación rural mediante la tecnología fotovoltaica, ante la necesidad del Estado de encontrar mecanismos viables para proporcionar el servicio eléctrico en las regiones más marginadas del país.

Como acciones de gobierno destacan los proyectos de Fomento a las Fuentes Alternas de Energía en los Agronegocios, y de Energías Renovables del Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO), los cuales son financiados con recursos del Global Environment Facility (GEF), el Banco Mundial y el programa Pro-Campo del Gobierno Federal, beneficiando a comunidades rurales

<sup>2</sup> Fuente: Sener con datos de la Agencia Internacional de Energía.

remotas de los estados de Chiapas, Guerrero, Oaxaca y Veracruz, con servicios energéticos de calidad.

En cuanto a energía termosolar, nuestro país se encuentra catalogado como uno de los primeros diez países productores de este tipo de energía. Actualmente existe una superficie total de 1 millón de m<sup>2</sup> de colectores, que producen aproximadamente 4.5 PJ por año.

Cabe destacar que, en el marco del proyecto denominado "IMPULSA", el Instituto de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) se encuentra desarrollando actualmente investigación y desarrollo tecnológico en materia de aprovechamiento de la energía solar, tanto con tecnología fotovoltaica como termosolar, para la desalación de agua en el norte del país.

Nuestro país cuenta con gran potencial para el desarrollo de la energía solar, reconocido a nivel mundial, por lo que su fomento y desarrollo resultarán fundamentales en los próximos años para la obtención de los beneficios energéticos, económicos, sociales y ambientales que conlleva.

En materia de energía termosolar, el principal instrumento de política de la presente administración lo constituye el Programa para la Promoción de Calentadores Solares de Agua en México 2007-2012 (PROCALSOL), el cual tiene como objetivo impulsar el aprovechamiento de la energía solar en el país e impulsar el ahorro de energía en el calentamiento de agua de los sectores residencial, comercial, industrial y agrícola, sustituyendo los métodos tradicionales a base de combustibles fósiles por la radiación solar.

Para el año 2012 la tecnología termosolar alcanzará 1 millón 800 mil metros cuadrados de calentadores solares de agua instalados.

## Capítulo 2 Energías Alternas

Existen muchas maneras de producir energía eléctrica, algunas más dañinas para el ambiente que otras. En este capítulo se mostrarán algunas de las maneras en las que se puede generar energía eléctrica de una manera limpia, segura y fácilmente controlable.

### 2.1 Planta eólica

#### 2.1.1 Principio de funcionamiento

Es la energía obtenida del viento, o sea, la energía cinética transportada por las corrientes de aire, que es transformada en otras formas útiles para las actividades humanas.

La energía del viento está relacionada con el movimiento de las masas de aire que se desplazan de áreas de alta presión atmosférica hacia áreas de baja presión, con velocidades proporcionales al gradiente de presión.

Los vientos son generados a causa del calentamiento no uniforme de la superficie terrestre por parte de la radiación solar, entre el 1 y 2% de la energía proveniente del sol se convierte en viento. De día, las masas de aire sobre los océanos, los mares y los lagos se mantienen frías con relación a las áreas vecinas situadas sobre las masas continentales.

Los continentes absorben una menor cantidad de luz solar, por lo tanto el aire que se encuentra sobre la tierra se expande, y se hace por lo tanto más liviana y se eleva. El aire más frío y más pesado que proviene de los mares, océanos y grandes lagos se pone en movimiento para ocupar el lugar dejado por el aire caliente.

#### 2.1.2 Antecedentes

Antiguamente la energía eólica se aprovechaba por medio de molinos y velas para el transporte en barcos. Una referencia es un molino de viento que fue usado para hacer funcionar un órgano en el siglo I. Los primeros molinos de uso práctico fueron construidos en Sistán, Afganistán, en el siglo VII. Estos fueron molinos de eje vertical con hojas rectangulares. Aparatos hechos de 6 a 8 velas de molino cubiertos con telas fueron usados para moler maíz o extraer agua.

En Europa, los primeros molinos aparecieron en el siglo XII en Francia e Inglaterra y se distribuyeron por el continente. Eran unas estructuras de madera, conocidas como torres de molino, que se hacían girar a mano alrededor de un poste central para levantar sus aspas al viento. El molino de torre se desarrolló en Francia a lo largo del siglo XIV. Consistía en una torre de piedra coronada por una estructura rotativa de madera que soportaba el eje del molino y la maquinaria superior del mismo. Estos primeros ejemplares tenían una serie de características comunes. De la parte superior del molino sobresalía un eje horizontal. De este eje partían de cuatro a ocho aspas, con una longitud entre 3 y 9 metros. Las vigas de madera se cubrían con telas o planchas de madera. La energía generada por el giro del eje se transmitía, a través de un sistema de engranajes, a la maquinaria del molino emplazada en la base de la estructura. Los molinos de eje horizontal fueron usados extensamente en

Europa Occidental para moler trigo desde el año de 1180 en adelante. Los molinos más famosos son los utilizados en Holanda, los cuales eran usados para bombear agua y evitar inundaciones.

### 2.1.3 Aerogeneradores

Actualmente se aprovecha y tiene una gran perspectiva a futuro para la generación de energía eléctrica. Esta energía eléctrica es aplicable para muchas gamas de nuestras actividades diarias. Por ejemplo: el uso de motores, iluminación, bombeo, aparatos electrónicos, entre otras cosas más.

Para aprovechar la energía de los vientos se utilizan actualmente “aerogeneradores” o “turbina de viento”. Básicamente estas máquinas se conforman de diferentes partes tanto mecánicas como eléctricas.

Las partes principales de un aerogenerador mostradas en la Figura 2-1 son:

- **Góndola:** Carcasa que protege las partes fundamentales del aerogenerador.
- **Palas del rotor:** Transmiten la potencia del viento hacia el buje.
- **Buje:** Es la parte que une las palas del rotor con el eje de baja velocidad.
- **Eje de baja velocidad:** Conecta el buje del rotor al multiplicador. Su velocidad de giro es muy lenta.
- **Multiplicador:** Permite que el eje de alta velocidad gire mucho más rápido que el eje de baja velocidad.
- **Eje de alta velocidad:** Gira a gran velocidad y permite el funcionamiento del generador eléctrico.
- **Generador eléctrico:** Es una de las partes más importantes de un aerogenerador. Transforma la energía mecánica en energía eléctrica
- **Controlador electrónico:** Es un ordenador que monitoriza las condiciones del viento y controla el mecanismo de orientación.
- **Unidad de refrigeración:** Mecanismo que sirve para enfriar el generador eléctrico.
- **Torre:** Es la parte del aerogenerador que soporta la góndola y el rotor.
- **Mecanismo de orientación:** Está activado por el controlador electrónico, la orientación del aerogenerador cambia según las condiciones del viento.

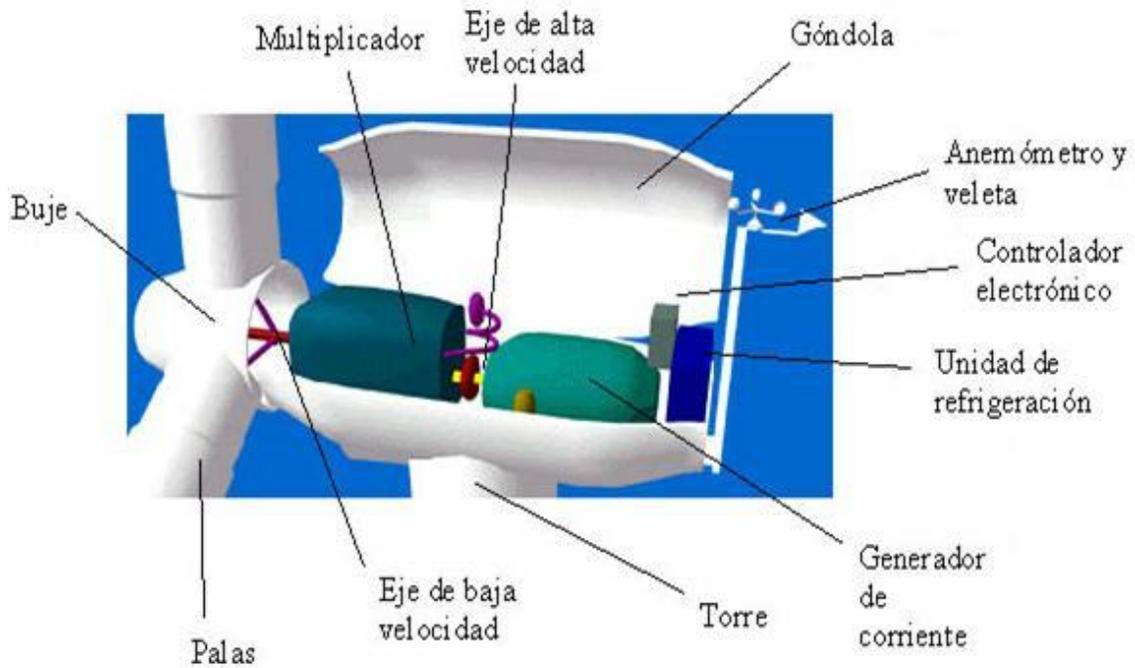


Figura 2-1 Partes principales de un aerogenerador

## 2.2 Planta maremotriz

Este tipo de planta aprovecha las mareas altas (pleamar) y mareas bajas (bajamar) para generar energía eléctrica. Esto se debe a la atracción gravitatoria del Sol y la Luna sobre las masas de agua de los mares. Éste tipo de energía es renovable, ya que depende de los ciclos lunares, además de ser una energía limpia ya que no se produce contaminante alguno. En la Figura 2-2 y Figura 2-3 se observa un esquema del aprovechamiento de éste tipo de energía.

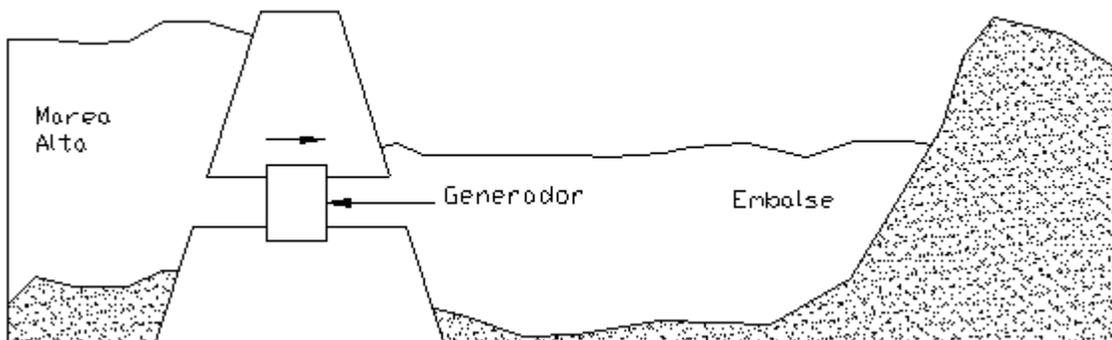


Figura 2-2 Planta maremotriz en pleamar

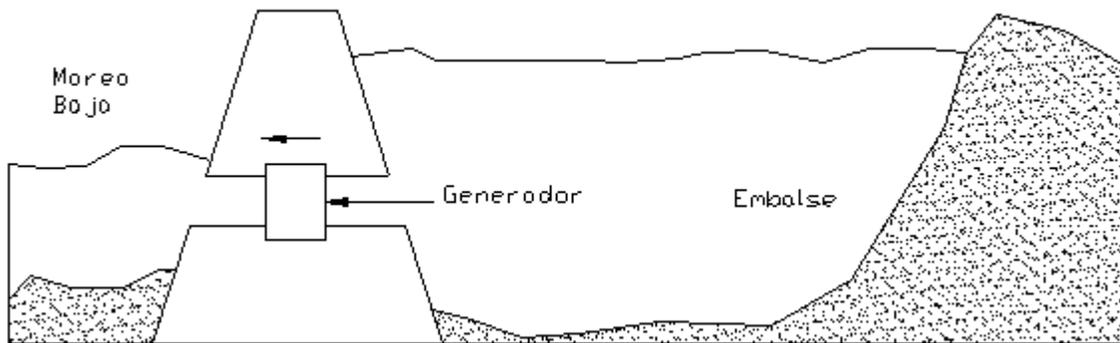


Figura 2-3 Planta maremotriz en bajamar

Se construye un dique por el que se deja pasar agua a un embalse. El embalse se llena durante la marea alta, mientras esto sucede el agua mueve a un generador. Sucede durante la etapa de llenado del embalse. Para la etapa de vaciado sucede lo mismo, pero en esta ocasión al generador se le hacen ajustes para que gire en el mismo sentido que en la etapa de llenado.

### 2.3 Planta fotovoltaica

La materia está compuesta por átomos, los cuales a su vez están formados por dos partes bien diferenciadas: el núcleo, dotado de carga eléctrica positiva y los electrones, que giran alrededor del núcleo en diferentes bandas de energía, con carga negativa que compensa a la del núcleo. Este conjunto, en condiciones normales, se mantiene estable y es eléctricamente neutro.

A los electrones de la última capa se les ha dado el nombre de electrones de valencia y tienen la característica de poder relacionarse con otros similares, formando una red cristalina. En base al comportamiento de los electrones de esta última capa, se puede hacer una división de los materiales eléctricos en: conductores, semiconductores y aislantes.

Cuando un fotón choca contra un átomo de silicio pueden suceder tres situaciones:

- El fotón atraviesa el silicio y sigue su camino. Esto ocurre cuando la energía del fotón es menor que la energía que liga a los electrones de la última capa con su núcleo.
- El fotón es reflejado por la superficie de silicio. En este caso, la energía del fotón es mayor que la del enlace.
- El fotón es absorbido por el silicio. Esto ocurre cuando la energía del fotón es similar a la energía que liga a los electrones de valencia con el núcleo.

En este último caso, el fotón cede su energía al electrón y puede romper el enlace que le vincula al núcleo, quedando libre para circular por el semiconductor. El lugar dejado por el electrón se llama hueco y tiene carga positiva (igual a la del electrón pero de distinto signo). Estos huecos también se desplazan, ya que el electrón liberado es susceptible de caer en un

huevo próximo. Este fenómeno de que un electrón ocupe la posición dejada por otro, se conoce con el nombre de recombinación.

Cuando la luz solar bombardea con fotones la superficie de un semiconductor, los pares de electrones-huecos creados se desplazan hacia zonas no iluminadas donde se recombinan y estabilizan al perder actividad. Sin embargo al moverse ambos en la misma dirección, no se produce corriente eléctrica. Para que se produzca una corriente eléctrica es necesario que los electrones-huecos se muevan en direcciones opuestas. Esto se puede conseguir creando un campo eléctrico en el interior del semiconductor. En la Figura 2-4 se muestra el esquema de una celda fotovoltaica.

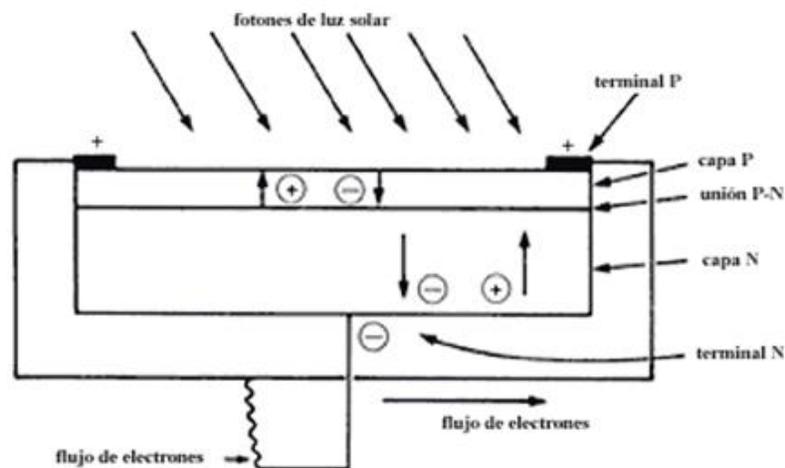


Figura 2-4 Esquema básico de una celda fotovoltaica

Existen varias formas de crear un campo eléctrico en el interior de un semiconductor; casi todas ellas se basan en el potencial de contacto y la afinidad que ciertos materiales tienen por los electrones. En las celdas solares, lo que se suele hacer es unir dos regiones del silicio que han sido tratadas químicamente de forma diferente.

Una de las regiones, la región N ha sido dopada, impurificada con fósforo. El fósforo tiene 5 electrones de valencia, uno más que el silicio, de modo que esta región muestra una afinidad por los electrones menor que el silicio.

La región P, ha sido dopada con boro. El boro tiene sólo tres electrones de valencia, por lo que su afinidad para captar electrones es mayor que la del silicio puro.

Si unimos estas dos regiones, la unión P-N así formada presenta una diferencia de potencial que hace que los electrones liberados vayan hacia la zona N y los huecos hacia la zona P, produciéndose una corriente eléctrica.

En este momento, los paneles resultan muy costosos y su eficiencia es de sólo 10 a 20% contra 24% de los canales parabólicos termosolares, pero la culpa es más de la historia que de la física. Luego del auge solar de mediados de los años ochenta, muchos de los mejores ingenieros

emigraron a la industria de la computación y electrónica, donde utilizaban la misma materia prima: silicio y otros semiconductores.

A partir de la premisa de que distintos semiconductores capturan diferentes colores del espectro de luz solar, en el 2008 los investigadores del NREL (Laboratorio Nacional de Energía Renovable en EU) utilizaron varias capas de fosforo de galio-indio y arseniuro de galio-indio, compuestos que, en combinación con una lente concentradora de luz solar, produjeron una celda fotovoltaica con eficiencia de 40.8% (récord mundial que aún no se ha superado).<sup>3</sup>

## 2.4 Celda de combustible de hidrógeno

Una celda de combustible es un tipo de celda electroquímica que convierte un combustible en corriente eléctrica. La generación de energía eléctrica se debe a las reacciones entre el combustible y una sustancia adicional llamada oxidante. Dichas reacciones son desencadenadas por la presencia de un electrolito dentro de la celda. Los reactivos fluyen hacia dentro de la celda mientras que los productos de la reacción fluyen hacia afuera; el electrolito se mantiene dentro de la celda. Una celda de combustible puede operar de manera indefinida mientras exista un abastecimiento adecuado de reactivos.

La diferencia fundamental con las baterías electroquímicas convencionales radica en que en este caso el reactivo proviene de una fuente externa a la celda, formando un sistema termodinámico abierto; mientras que en el caso de las baterías convencionales, éstas almacenan la energía eléctrica en forma química y por lo tanto forman un sistema termodinámico cerrado.

Existen diversas combinaciones de combustible y oxidante que pueden utilizarse para construir una celda de combustible; sin embargo, la más utilizada es la combinación de hidrógeno como combustible y oxígeno como oxidante. Una celda que utiliza esta combinación es conocida como celda de combustible de hidrógeno.

---

<sup>3</sup> *Conectados con el Sol*. Johnson, George. 3, s.l. : National Geographic en español, 2009, Vol. 25.

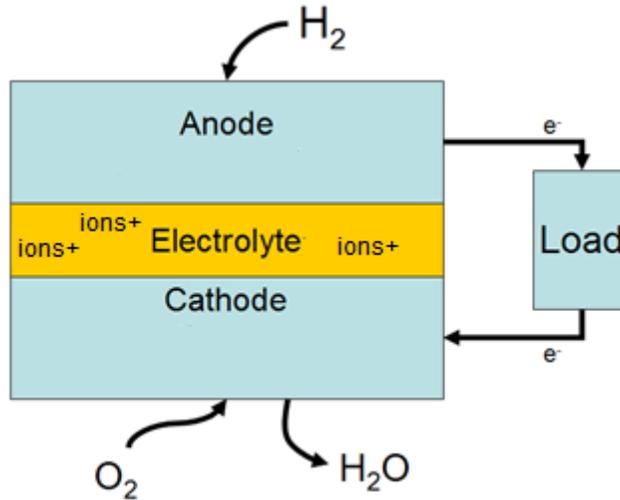


Figura 2-5 Celda de combustible de hidrógeno

La operación de la celda de hidrógeno se explica a continuación. Como se muestra en la Figura 2-5, existen tres partes o segmentos básicos de la celda, los cuales se encuentran adyacentes entre sí de manera que ocurren dos reacciones químicas, una en cada unión de dichos segmentos. En el ánodo, un catalizador oxida el hidrógeno disociándolo en iones cargados positivamente y electrones con carga negativa. El electrolito es necesario para transportar los iones, pero simultáneamente no es un conductor eléctrico, lo que impide que los electrones circulen por él y sean forzados a circular por un circuito eléctrico externo. El resultado de ambas reacciones es que el combustible suministrado se consume y como productos de la reacción se obtiene agua y una corriente eléctrica. Ésta corriente puede ser utilizada como energía para dispositivos eléctricos. Los iones atraviesan el electrolito hacia el cátodo y una vez allí se combinan nuevamente con los electrones y reaccionan con un tercer compuesto (el oxidante, en este caso oxígeno) para formar agua.

Los elementos más importantes de la celda de combustible son:

- El electrolito utilizado, el cual define el tipo de celda de combustible.
- El combustible usado, en este caso el hidrógeno.

El catalizador del ánodo; el cual disocia el combustible en iones y electrones, por lo general está hecho de platino.

El catalizador del cátodo, convierte los iones en otras sustancias (agua para el caso de la celda de combustible de hidrógeno).

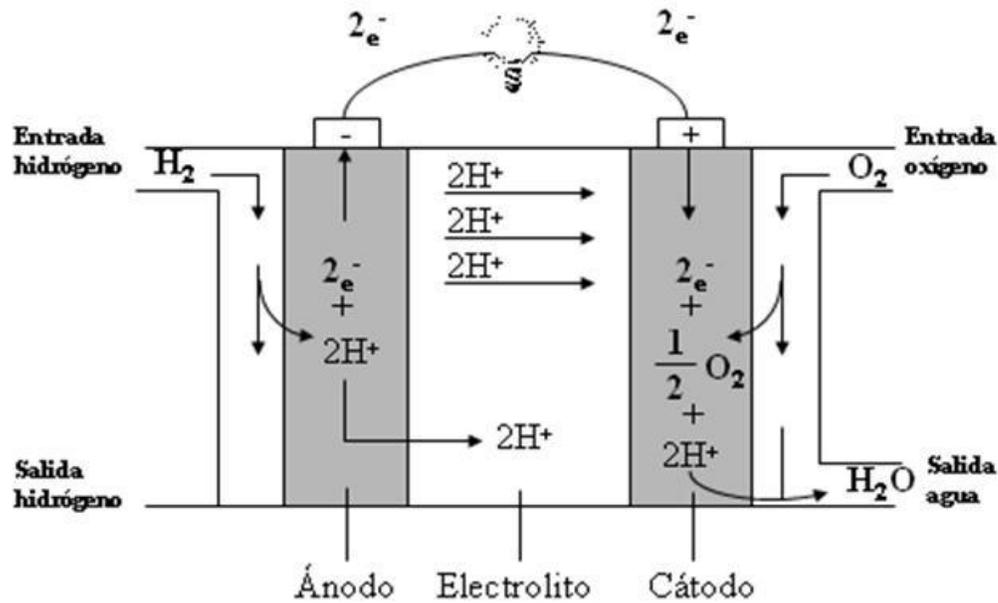


Figura 2-6 Esquema del funcionamiento de una celda de combustible de hidrógeno

Una celda de combustible de hidrógeno típica produce una diferencia de potencial entre sus terminales de alrededor de 0.6 V a 0.7 V a plena carga. Dichas celdas pueden combinarse en serie o en paralelo para aumentar el voltaje suministrado entre sus terminales o la capacidad máxima de corriente. También es posible aumentar el área de las celdas de combustible para aumentar la corriente que cada celda puede producir.

La eficiencia de una celda de hidrógeno depende en general de la cantidad de potencia que se encuentra suministrando. A mayor energía se demanda más corriente, lo cual incrementa las pérdidas en la celda y reduce su eficiencia. Como referencia una celda típica trabajando a un voltaje de 0.7 V tiene alrededor de un 50% de eficiencia y en general tienen una mayor eficiencia que otras formas de conversión de energía como los motores de combustión interna, lo cual ha propiciado que esta tecnología se implemente en aplicaciones que por lo común son impulsadas por los motores antes mencionados. El uso de las celdas de combustible en la actualidad está orientado principalmente a la generación de energía para distintos vehículos, especialmente automóviles y vehículos de transporte público como autobuses. También existen algunos esquemas de micro generación eléctrica para casas y pequeños negocios usando esta tecnología, los cuales utilizan las celdas para generar una cantidad constante de potencia eléctrica (la cual es vendida a la red cuando esta no es consumida en su totalidad) y a su vez se produce agua caliente como resultado del funcionamiento de la celda, lo cual puede ser aprovechado como calefacción en zonas con climas fríos.

## 2.5 Planta geotérmica

Es aquella que utiliza vapor natural del subsuelo para mover los generadores eléctricos. Este tipo de energía a través de miles de años se va acumulando el calor de las rocas y en los estratos porosos creándose un flujo de calor desde el interior de la corteza terrestre al exterior.

Debido a las variaciones que existen en la corteza terrestre originan plegamientos que causan zonas de debilidad de la corteza y fracturas que ofrecen vías de escape a materias incandescentes del magma. Cuando estos materiales salen a la superficie forman volcanes.

El agua se acumula en depósitos a diferentes niveles de la corteza, mientras que el magma calienta el agua hasta el punto de ebullición. Rocas fracturadas permiten la transferencia de calor a la superficie. En la parte superior de la corteza, rocas impermeables evitan la fuga del calor.

Las plantas geotérmicas operan al tomar por un tubo el vapor, el cual es llevado a una turbina que a su vez mueve al generador y éste produce energía eléctrica. El vapor de la turbina sale a un condensador donde se lleva al estado líquido. Después es llevado a una torre de enfriamiento donde se baja su temperatura; posteriormente se inyecta el agua de nuevo para recargar los depósitos de agua, como se muestra en la Figura 2-7.

Existen variantes para utilizar la energía térmica para calefacción y aire acondicionado, ya que no sólo se puede aprovechar para generar energía eléctrica.

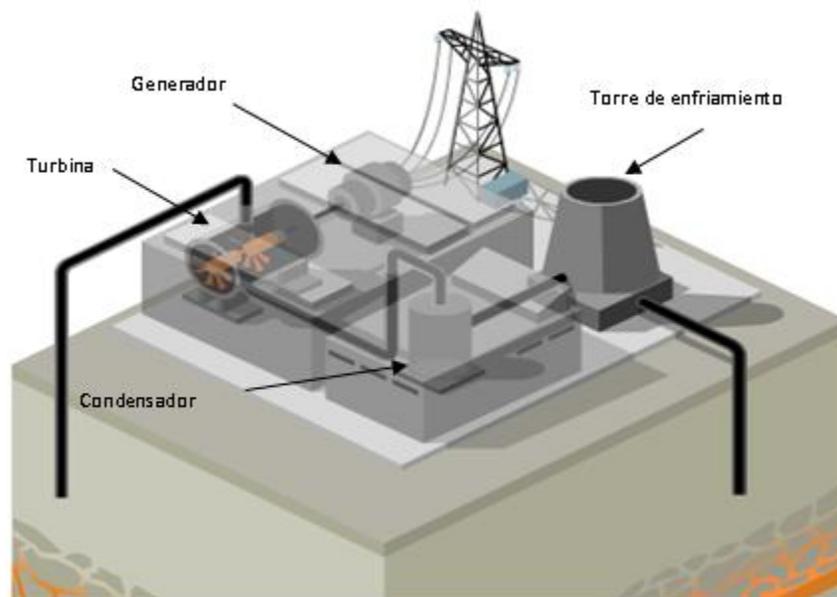


Figura 2-7 Esquema de una planta geotérmica

## 2.6 Planta hidroeléctrica

Es un organismo destinado a utilizar en forma eléctrica, parte de la energía que existe; potencialmente, en cualquier masa de agua que se encuentre a una altitud mayor que el nivel del mar. Esto se aprovecha ya sea de una caída natural de agua o con la creación de forma artificial el desnivel necesario para sostener la masa de agua a utilizar.

En este tipo de plantas es necesario determinar el valor de la capacidad de la masa de agua y de sus variaciones durante el año. Se requiere llevar un estudio estadístico por periodos largos de tiempo para poder obtener información lo suficientemente confiable para llevar a cabo la obra. Se tiene que tomar tanto la capacidad de almacenamiento como la precipitación atmosférica.

Ya que existe un continuo aumento en la demanda de energía eléctrica y debido a que el flujo natural del agua no necesariamente coincide con la demanda, es necesario almacenar el agua en presas para disponer de ésta en cualquier momento.

### 2.6.1 Planta hidroeléctrica de vaso o presa de almacenamiento

Su función es la de acumular el agua que fluye a través de un río. El sistema de almacenamiento proporciona elasticidad en el servicio, permitiendo regular en cualquier momento el consumo de agua en base a la demanda de energía. Para obtener tal regulación es conveniente construir más allá de la presa, un almacenamiento que sea capaz de acumular el agua en los periodos de excesos para después poder restituirla durante los periodos faltantes.

Éste tipo de plantas dependen de la contribución que recibe de su fuente acuífera, por lo que se tienen que tomar en cuenta factores de pérdida como infiltración y evaporación.

Las plantas hidroeléctricas se dimensionan frecuentemente para una potencia correspondiente a la condición de mínima disponibilidad de agua con el propósito de garantizar el suministro constante de la energía eléctrica en cualquier periodo del año.

Éste tipo de planta muestra en la Figura 2-8.

### 2.6.2 Planta hidroeléctrica de agua corriente o fluyente

En este tipo de plantas no existe la posibilidad de regular el flujo de agua, ya que aprovecha de forma natural el curso del río.

La interconexión entre las distintas plantas hidroeléctricas permite obtener cantidades superiores de energía durante los periodos de escasez de agua.

Éste tipo de planta se muestra en la Figura 2-9.

### 2.6.3 Clasificación de plantas hidroeléctricas de acuerdo al servicio que proporcionan

La clasificación de este tipo de centrales se hace en base a los siguientes elementos:

### 1. Salto o caída disponible

- a. **Baja:** Alturas menores a 50 m.
- b. **Media:** Alturas entre 50 y 250m.
- c. **Alta:** Mayores a 250m.

### 2. Capacidad

- a. **Pequeña capacidad:** Gastos de hasta 10 m<sup>3</sup>/seg.
- b. **Media capacidad:** Gastos entre 10 y 100 m<sup>3</sup>/seg.
- c. **Gran capacidad:** Gastos mayores de 100 m<sup>3</sup>/seg.

### 3. Sistema de utilización del agua

- a. **Agua corriente:** Utilizan la energía hidráulica que se suministra de un depósito o embalse de almacenamiento pero sin tener ninguna posibilidad de regulación en el flujo de agua.
- b. **Depósito de regulación:** Los excesos de agua se pueden utilizar en periodos de tiempo posteriores.
- c. **De recuperación:** El agua utilizada durante el día para la producción se recupera de noche mediante sistemas de bombeo (súper regulación).

### 4. Por el servicio que desempeñan

- a. **Carga base:** Consiste en el suministro de energía de manera constante. Se utilizan las centrales de agua corriente.
- b. **Carga pico:** consiste en el suministro de la energía en horas típicas del día de mayor demanda.

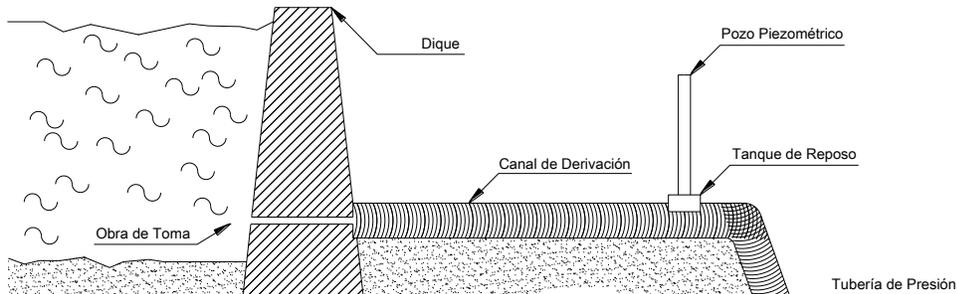
### 5. Posición geográfica

Se clasifican de acuerdo a los periodos de su mayor disponibilidad ya que algunos países; debido a su situación geográfica, las estaciones de lluvia no son coincidentes donde se encuentran instaladas las plantas hidroeléctricas y en consecuencia la disponibilidad de energía no es siempre simultánea.

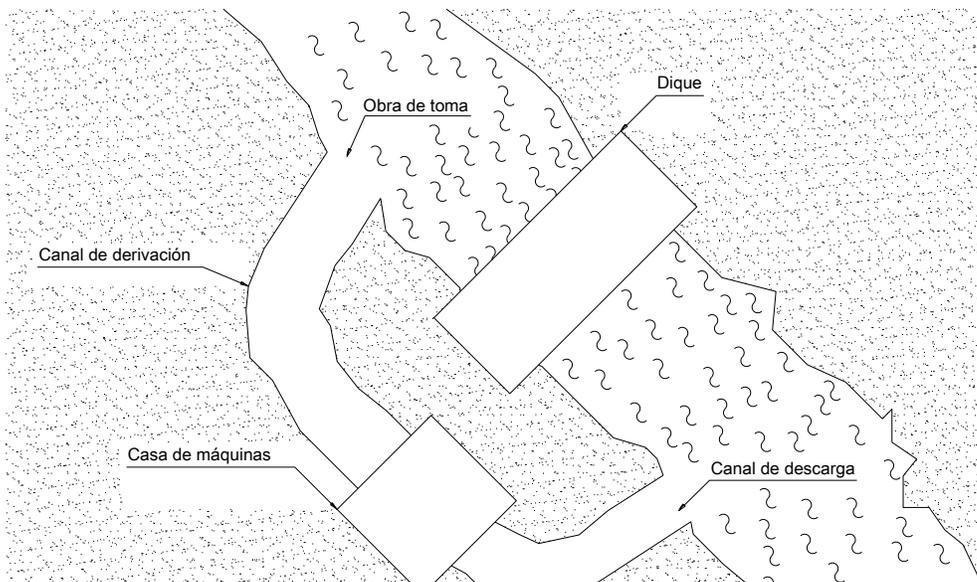
#### 2.6.4 Elementos de la planta hidroeléctrica

- **Obra de toma:** Consiste de un dique transversal o diagonal con o sin vertedor de exceso –que represa el agua y aumenta ligeramente su nivel, obligándola a entrar al canal de derivación o alimentación-.
- **Canal de alimentación o derivación:** Es un conducto cuya longitud puede ser de varios kilómetros que transporta el agua del río al tanque de reposo o vaso de almacenamiento o depósito de carga; según el caso.
- **Tanque de reposo:** Consiste en un depósito para producir la decantación de arena y otros elementos extraños que pueda arrastrar el agua consigo. En lugar del tanque de reposo puede existir un vaso de almacenamiento.

- **Conducto forzado o tubería a presión:** Consiste de uno o más tubos colocados sobre la superficie del terreno o enterrados. Aquí se fuerza el agua hacia el cuarto de máquinas.
- **Central eléctrica o cuarto de máquinas:** En éste lugar se encuentran los generadores eléctricos.
- **Canal de descarga:** Por aquí sale el agua ya utilizada.
- **Pozo piezométrico:** Para contener el límite admisible de sobrepresión en el conducto. (Golpe de ariete).



**Figura 2-8 Planta hidroeléctrica de presa o vaso de almacenamiento**



**Figura 2-9 Planta hidroeléctrica de agua corriente o fluyente**

## 2.7 Biomasa

El término biomasa se refiere a un tipo de fuente de energía renovable compuesto por material biológico, como restos de madera, residuos de drenaje, desechos animales e industriales y desperdicio orgánico. La fuente más común en la actualidad para la composición de la biomasa son cultivos específicamente dedicados con el fin de utilizar el material de dichos cultivos para la producción de electricidad y/o calor. Otras fuentes comunes son restos forestales, desperdicios de madera y restos de basura orgánicos. No se considera como biomasa los combustibles fósiles.

La producción industrial de biomasa proviene de diversas variedades de cultivo, siendo las más populares la caña de azúcar, el maíz, el sorgo y árboles como el eucalipto.

La biomasa se convierte en otras formas de energía para poder aprovechar su energía de una manera más sencilla:

- **Metano (Biogás)**

Este compuesto es el componente principal del gas natural, lo cual lo hace atractivo para su uso en la generación eléctrica. Es el hidrocarburo con más alta relación de calor producido por unidad de masa y se utiliza directamente en varias ciudades para calefacción y en la cocina. Se obtiene a partir de la biomasa a través del los proceso de digestión anaeróbica.

En el proceso de digestión anaeróbica diversos microorganismos descomponen el material biodegradable contenido en la biomasa en ausencia de oxígeno. El proceso da como resultado la producción de metano, agua y bióxido de carbono.

Para dicho proceso se utilizan taques especiales conocidos como digestores, en los cuales se deposita la biomasa y se comprime conforme se va depositando más material dentro del digestor. El mismo material sirve como una capa que previene la exposición al oxígeno, lo cual permite la reacciones anaeróbicas que eventualmente liberan el metano dentro del digestor. El gas obtenido se acumula dentro del tanque y la salida del mismo es regulada mediante válvulas como se muestra en la Figura 2-10. Se procesa principalmente a partir de basura orgánica y restos de las actividades de agricultura y ganadería. También se le conoce como biogás.

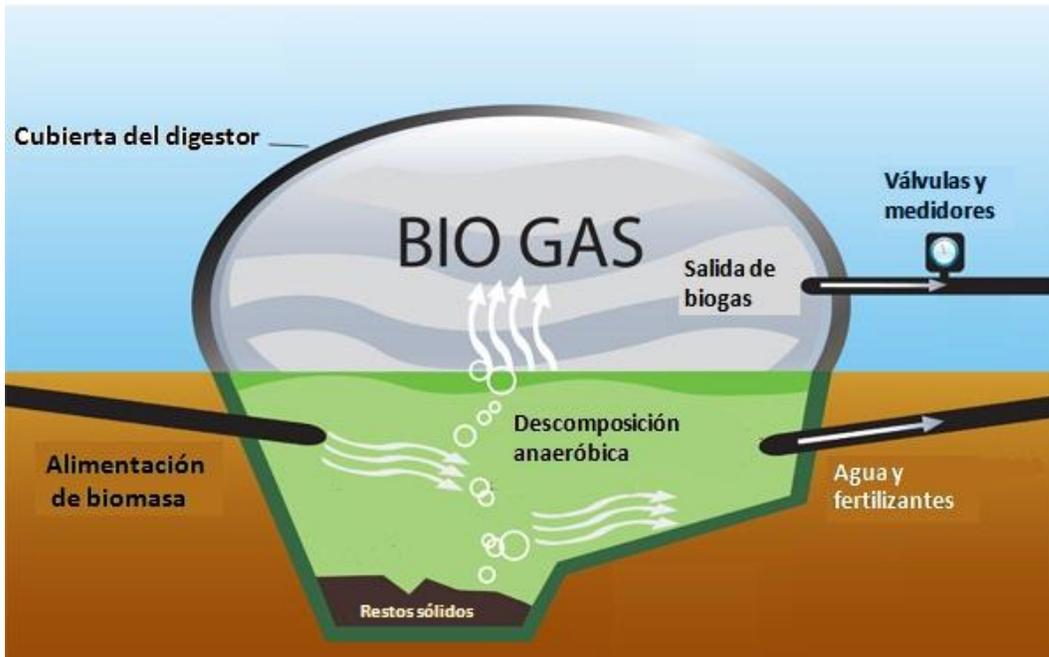


Figura 2-10 Biodigestor

- **Biodiesel**

Es un combustible utilizado principalmente en el sector del transporte. Para su obtención se utilizan en su mayoría aceites vegetales y grasas animales las cuales se someten a un proceso de transesterificación. El biodiesel está pensado para ser utilizado directamente en motores diesel estándar. Puede ser utilizada mezcla con cualquier cantidad de petrodiesel.

- **Etanol**

Es un combustible comercial usado ampliamente hoy en día, sobre todo en Brasil y Estados Unidos, donde su uso principal es en el transporte. Comúnmente se utiliza mezclado con gasolina en motores especialmente diseñados para ello. Se obtiene a partir de la biomasa por el proceso de fermentación, por lo general de caña de azúcar o maíz.

Los restos del procesamiento de la biomasa pueden ser utilizados posteriormente como fertilizantes o como elementos de composta. Una vez obtenido alguno de los combustibles anteriormente descritos u otros que provenga de la biomasa éstos pueden ser utilizados como combustibles para la generación eléctrica de manera idéntica a como se utilizan los hidrocarburos de origen fósil. Una de las ventajas que presenta este tipo de energía es que reduce la dependencia de otros tipos de hidrocarburos y permite aprovechar ciertos tipos de desperdicios.

Sin embargo, el uso de este tipo de energía como combustible también presenta algunos problemas como el costo de transporte de la biomasa debido a que ésta tiene una

disponibilidad variable de acuerdo a la región y a la época del año (ésto debido a que la mayor parte de la biomasa proviene de zonas agrícolas y en algunos países no existen zonas agricultoras extensas), lo cual limita la potencia que pueden entregar las plantas que utilizan esta energía. De igual manera, la combustión de biomasa presenta los mismos problemas de contaminación del aire que otros tipos de combustibles.

En la actualidad existen plantas generadoras a base de biomasa con una capacidad instalada de hasta 140 MW. Dichas plantas por lo general utilizan restos de caña de azúcar como combustible.

## 2.8 Planta nuclear

Las plantas de generación nuclear basan su funcionamiento en el aprovechamiento del fenómeno de la fisión nuclear para la generación de calor, el cual se utiliza para producir el vapor necesario para mover turbinas y obtener así energía eléctrica como generalmente se hace en las centrales termoeléctricas convencionales

La fisión nuclear consiste en bombardear átomos de material fisionable (comúnmente Uranio 235 o Plutonio 239). Cuando un neutrón colisiona con el núcleo de uno de los átomos del material fisionable se forma, por una diezmillonésima de segundo, un isótopo inestable el cual, inmediatamente se rompe en dos partes iguales, liberando neutrones y energía en forma de rayos gamma.

Una parte significativa de la energía se convierte en calor debido al choque de los fragmentos de la fisión. Los neutrones producidos en la fisión a su vez colisionan con otros núcleos no fisionados dando así lugar a una reacción auto sostenida conocida como reacción en cadena.

La reacción se regula mediante el uso de materiales llamados moderadores, los cuales disipan la energía de los neutrones producidos durante la fisión. Dichos materiales moderadores se esparcen junto con el combustible de la fisión y los neutrones creados a partir de ésta chocan con los núcleos de átomos del material moderador, lo cual no causa una fisión pero si una pérdida de energía por parte del neutrón, debida a la colisión. Además este proceso aumenta la eficiencia de la reacción de fisión.

En la Figura 2-11 se muestra el esquema básico de una planta nuclear.

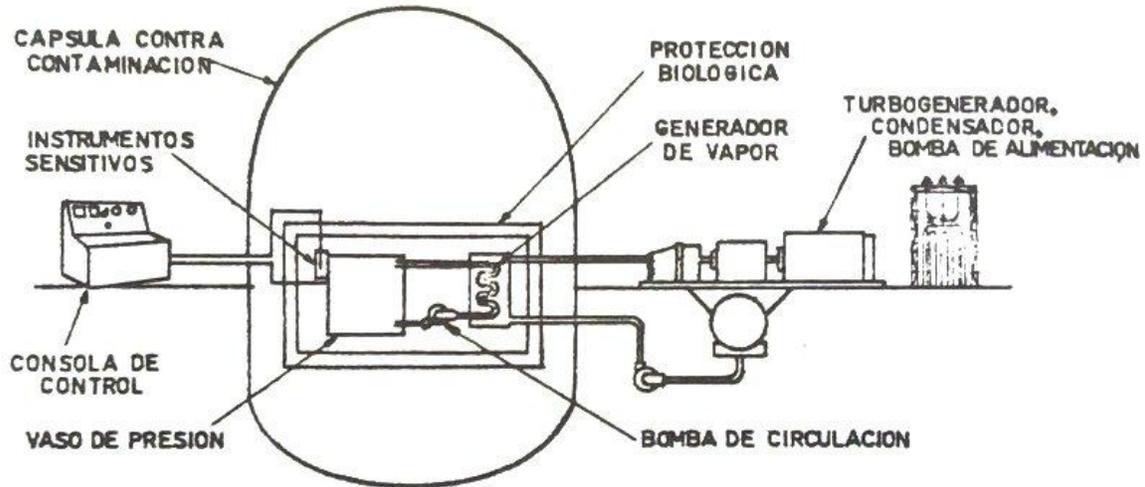


Figura 2-11 Esquema básico de una planta nuclear

### 2.8.1 Reactor nuclear

El reactor es el equipo utilizado para iniciar, mantener y controlar la reacción de fisión de manera que el calor se genere de forma gradual para su aprovechamiento.

Los componentes principales de un reactor nuclear, mostrados en la Figura 2-12, son:

- **Combustible:** Es un material fisionable el cual sirve para mantener una reacción en cadena sostenida mediante la producción continua de neutrones. Generalmente se utiliza como combustible alguno de los isótopos Uranio 235, Uranio 233 o Plutonio 239.
- **Moderador:** Sirve como regulador de la reacción de fisión, siendo utilizado comúnmente, como tal, el grafito o el agua pesada.
- **Refrigerante:** Este elemento permite la transmisión de calor hacia un convertidor que permite aprovechar la energía térmica además de evitar daños a la estructura del reactor debido a las altas temperaturas.
- **Vaso de presión:** Es una estructura de acero forjado y carbón, altamente reforzada, donde se lleva a cabo la fisión, la cual cuenta con un mecanismo de inserción para el combustible y las varillas de control.
- **Blindaje:** Tiene por objeto absorber las radiaciones producidas por la fisión. Por lo general consiste en una capa de concreto de varios metros de espesor.
- **Barras de control:** La función de estas es absorber neutrones retardando la fusión. Las varillas están hechas de cadmio, acero o boro y al introducirlas o retirarlas se retarda o acelera de forma correspondiente la reacción atómica.

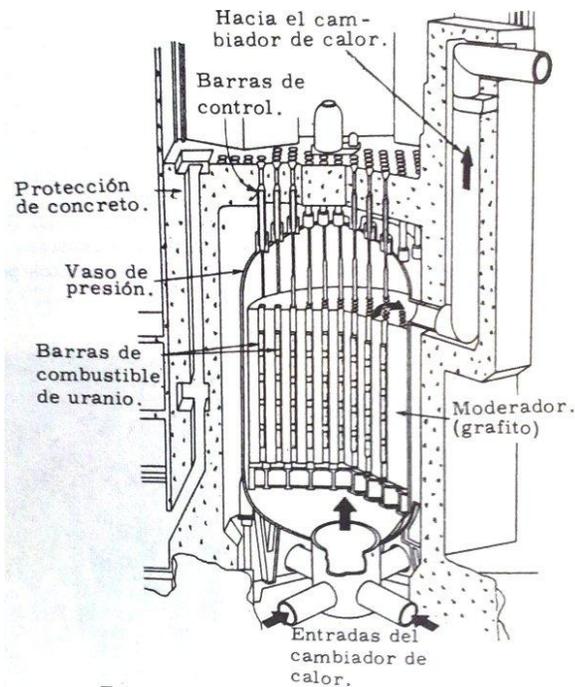


Figura 2-12 Reactor nuclear

## 2.8.2 Residuos radioactivos

Son residuos que contienen elementos químicos radiactivos que no tienen un propósito práctico. Es frecuentemente el subproducto de un proceso nuclear, como la fisión nuclear. El residuo también puede generarse durante el procesamiento de combustible para los reactores o armas nucleares o en las aplicaciones médicas como la radioterapia o la medicina nuclear.

Se suelen clasificar por motivos de gestión en:

- **Residuos desclasificables (o exentos):** No poseen una radioactividad que pueda resultar peligrosa para la salud de las personas o el medio ambiente, en el presente o para las generaciones futuras. Pueden utilizarse como materiales convencionales.
- **Residuos de baja actividad:** Poseen radiactividad gamma o beta en niveles menores a  $0.04 \text{ GBq/m}^3$ <sup>4</sup> si son líquidos,  $0.00004 \text{ GBq/m}^3$  si son gaseosos, o la tasa de dosis en contacto es inferior a  $20 \text{ mSv/h}$ <sup>5</sup> si son sólidos. Solo se consideran de esta categoría si además su periodo de semidesintegración es inferior a 30 años. Pueden almacenarse en almacenamientos superficiales.
- **Residuos de media actividad:** Poseen radiactividad gamma o beta con niveles superiores a los residuos de baja actividad pero inferiores a  $4 \text{ GBq/m}^3$  para líquidos,

<sup>4</sup> El becquerel (Bq) es una unidad derivada del Sistema Internacional de Unidades que mide la actividad radiactiva. Equivale a una desintegración nuclear por segundo.

<sup>5</sup> El sievert (Sv) es una unidad derivada del Sistema Internacional de Unidades que mide la dosis de radiación absorbida por la materia viva, corregida por los posibles efectos biológicos producidos. 1 Sv es equivalente a un Jule por kilogramo ( $\text{J kg}^{-1}$ ).

gaseosos con cualquier actividad o sólidos cuya tasa de dosis en contacto supere los 20 mSv/h. Al igual que los residuos de baja actividad, solo pueden considerarse dentro de esta categoría aquellos residuos cuyo periodo de semidesintegración sea inferior a 30 años. Pueden almacenarse en almacenamientos superficiales.

- **Residuos de alta actividad o alta vida media:** Todos aquellos materiales emisores de radiactividad alfa y aquellos materiales emisores beta o gamma que superen los niveles impuestos por los límites de los residuos de media actividad. También todos aquellos cuyo periodo de semidesintegración supere los 30 años, deben almacenarse en almacenamientos geológicos profundos.

## Capítulo 3 Función de los componentes del sistema de conversión fotovoltaico

### 3.1 Panel fotovoltaico

El panel fotovoltaico es la columna vertebral de un sistema de conversión fotovoltaica, ya que es la parte que suministra la energía a través del Sol a todos los componentes del sistema y la carga.

La incidencia de la radiación solar muestra un comportamiento geométrico conocido y previsible a lo largo del año.

La incidencia solar sobre el panel fotovoltaico depende de múltiples factores, como diseño (como la orientación e inclinación del panel, o la ubicación de éste de tal forma que no reciba sombras a lo largo del día) y otros que escapan a toda posibilidad de control, ya que son consecuencia de la localización geográfica de la instalación y de las condiciones meteorológicas predominantes en el lugar, especialmente el valor de la irradiación solar total incidente a lo largo del año.

Lo ideal sería instalar los paneles de forma que estuviesen orientados hacia el Ecuador, es decir, hacia el sur en el Hemisferio Norte y hacia el norte en el Hemisferio Sur y dotarles de una inclinación, respecto a la horizontal, cercana a la latitud del lugar; en el caso de la Ciudad de México, serían 19° de inclinación aproximadamente.

El modo más simple y extendido de aprovechamiento de la energía radiante del Sol para generar electricidad se basa en el efecto fotovoltaico, que tiene lugar cuando la luz incide sobre un dispositivo diseñado especialmente para favorecer dicha conversión energética es la celda fotovoltaica.

Ya que una celda común entrega aproximadamente menos de 3 watts a 0.6 Volts en corriente directa; éstas deben ser conectadas en serie o en paralelo para satisfacer una carga determinada.

#### 3.1.1 Celda fotovoltaica

Actualmente existen diferentes tecnologías de celdas solares que son:

- Silicio monocristalino
- Silicio policristalino y semicristalino
- Capa delgada
- Silicio amorfo
- Celda de multiuniones

##### 3.1.1.1 Circuito equivalente

Las celdas están diseñadas por una unión semiconductor PN.

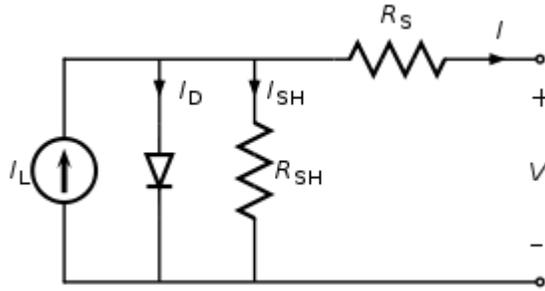


Figura 3-1 Circuito equivalente de una celda fotovoltaica

La celda fotovoltaica puede ser representada como se muestra en la Figura 3-1. Sus parámetros son los siguientes:

La corriente  $I$  es igual a la corriente generada  $I_L$ . Con pequeñas pérdidas de la corriente del diodo  $I_D$  y la corriente de derivación  $I_{sh}$ . La resistencia interna  $R_s$  representa la resistencia interna al flujo de corriente y depende del dopado de la unión PN, impurezas y resistencias de contacto.

En una celda ideal  $R_s = 0$  (sin resistencia interna) y  $R_{sh} = \infty$  (sin pérdidas a Tierra).

En celdas típicas de  $6.45 \text{ cm}^2$   $R_s$  va de 0.05 a 0.1  $\Omega$  y  $R_{sh}$  de 200 a 300  $\Omega$ .

En el circuito equivalente, la corriente en la carga  $I$  es igual a la corriente  $I_L$  generada por la iluminación, menos la corriente del diodo  $I_D$  y las pérdidas  $I_{sh}$ .

La ecuación del diodo describe el funcionamiento de la celda fotovoltaica. La ecuación para la curva de corriente-voltaje es:

**Ecuación 3.1**

$$I = I_L - I_0 \left( e^{\frac{qV_{oc}}{KT}} - 1 \right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}$$

Donde:

$I_L$  = Fotocorriente (corriente de la celda debida a los fotones).

$$q = 1.6 \times 10^{-19} \text{ C}$$

$$K = 1.38 \times 10^{-23} \text{ J}/^\circ\text{K}$$

$T$  = Es la temperatura en Kelvin

El término  $V_{oc}/R_{sh}$  es la fuga de corriente a Tierra. Para casos prácticos se puede despreciar comparando a  $I_L$  y a  $I_D$ . La corriente de saturación del diodo se puede determinar experimentalmente aplicando el voltaje  $V_{oc}$  a la celda en la obscuridad y se

mede la corriente que va hacia la celda. A esta corriente se le puede llamar “corriente oscura” o “corriente de saturación en inversa del diodo”.

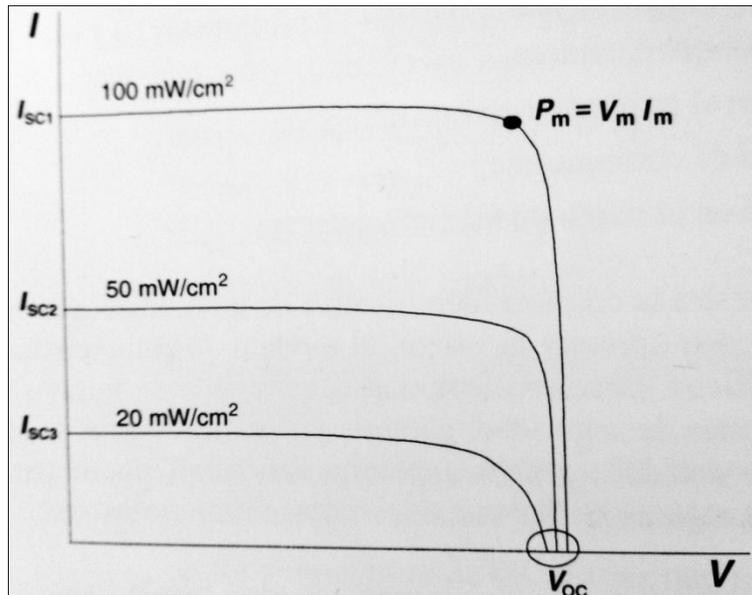


Figura 3-2 Curva Corriente vs. Voltaje

Según las curvas mostradas en la Figura 3-2, las celdas solares están limitadas por corriente y voltaje, por lo tanto, la celda se daña si opera fuera o por encima de estos límites tanto en circuito abierto como en corto circuito.

Para determinar la corriente, ignorando el diodo y la corriente de derivación, se hace  $V_{oc} = 0$  en la Ecuación 3.1, obteniendo que la corriente de corto circuito es igual a la fotocorriente  $I_l$ , ( $I_{sc} = I_l$ ). Lo cual quiere decir que la corriente de la celda es directamente proporcional a la irradiancia que recibe la celda. Experimentalmente se determina al unir las terminales de salida de la celda a una máxima iluminación.

Si la corriente de la celda es conocida bajo condiciones normales con irradiancia  $G_0 = 1 \text{ kW/m}^2$  a AM 1.5, entonces la corriente de la celda a cualquier irradiancia  $G$  está dado por:

Ecuación 3.1

$$I_l(G) = \left(\frac{G}{G_0}\right) I_l(G_0)$$

Para determinar el voltaje a circuito abierto de la celda, se hace  $I = 0$  y se despeja  $V_{oc}$  en lo cual se tiene la siguiente ecuación:

Ecuación 3.2

$$V_{oc} = \frac{KT}{q} \ln \frac{I_l + I_0}{I_0} \cong \frac{KT}{q} \ln \frac{I_l}{I_0} \quad \text{ó} \quad V_{oc} = \frac{KT}{q} \log \left( \frac{I_l}{I_D} + 1 \right)$$

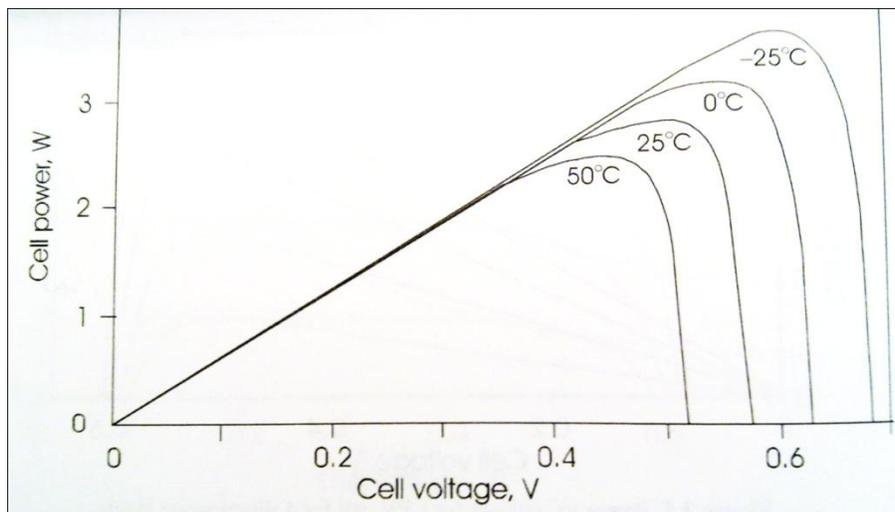
Donde normalmente  $I_l \gg I_0$ .

El término  $\frac{KT}{q}$  es expresado en términos de voltaje ( $26 \text{ mV}$  a  $300^\circ \text{K}$ ).

Por ejemplo, si la proporción de la fotocorriente con respecto a la corriente de saturación en inversa es  $10^{10}$  y el valor para la constante térmica es de  $\frac{KT}{q}$  de  $26 \text{ mV}$ ; entonces:  $V_{oc} = 0.6 \text{ V}$ .

El voltaje a circuito abierto es mucho mayor que  $\frac{KT}{q}$ . La fotocorriente es mucho mayor que la corriente de saturación en inversa. En condiciones de iluminación constante  $\frac{I_l}{I_d}$  es una función lo suficientemente fuerte en la temperatura de la celda y generalmente la celda muestra un coeficiente de temperatura negativa en el  $V_{oc}$ .

El voltaje a circuito abierto es sólo dependiente logarítmicamente a la iluminación que recibe la celda, mientras que la corriente es directamente proporcional a la iluminación. Si observamos la Ecuación 3.2 veremos que el  $V_{oc}$  es directamente proporcional a la temperatura absoluta de la celda. Y que la corriente de saturación en inversa es muy dependiente de la temperatura también. Lo que quiere decir; para casos prácticos, que la potencia de la celda decrece aproximadamente  $0.5 \text{ } \%/^\circ\text{C}$ .



**Figura 3-3** Curva de dependencia de la Potencia vs. Voltaje a la temperatura para una celda solar

Es importante hacer notar que cuando una celda es iluminada, generalmente convertirá menos del 20% de la irradiancia en electricidad; lo demás será convertido en calor. Como resultado, se espera que la celda opere a temperaturas mayores a la temperatura ambiente.

Para encontrar la potencia de la celda solo se debe recurrir a la ecuación:

### Ecuación 3.3

$$P = IV$$

Para encontrar la potencia máxima; si  $I_m$  representa la corriente de la celda a máxima potencia y  $V_m$  representa el voltaje a máxima potencia, la potencia máxima de la celda puede expresarse como:

### Ecuación 3.4

$$P_{m\acute{a}x} = I_m V_m = FR I_{sc} V_{oc}$$

Donde FR es el factor de relleno de la celda. El factor de relleno es una medida de la calidad de la celda. Celdas con alta resistencia interna tienen menor factor de relleno; mientras que la celda ideal tendrá un FR igual a la unidad. Esta característica implica que la celda funciona como fuente ideal de voltaje o de corriente.

Para una celda teniendo características “Corriente-Voltaje” ideales,  $V_{oc} = 0.596 V$  y  $I_{sc} = 2.0 A$  el factor de relleno será aproximadamente de 0.83, según la Ecuación 3.4. Valores típicos del FR –dependiendo de la tecnología– varían entre 0.5 a 0.82. Para maximizar el FR se debe maximizar la proporción de la corriente de saturación en inversa mientras que se minimizan las resistencias en serie y maximizando la resistencia en derivación entre las celdas.

#### 3.1.1.2 Eficiencia

Para una celda su eficiencia está dada por:

### Ecuación 3.5

$$\eta = \frac{\text{potencia de salida}}{\text{potencia solar recibida por las celdas}}$$

#### 3.1.2 Módulo fotovoltaico

Para obtener el voltaje deseado se conectan varias celdas en serie para obtener el Voltaje a máxima potencia  $V_m$  deseado debajo del rango de las condiciones promedio de irradiancia. Este voltaje si es de 12 volts a condiciones de máxima insolación se obtendrá un valor aproximado de 16 – 18 V. Dado que  $V_m$  es normalmente el 80% de  $V_{oc}$  de alrededor de 20 V. Para celdas de silicio con un valor típico de voltaje de 0.5–0.6 V se deben conectar alrededor de 33–36 celdas en serie. Que generarían 70 – 100 W en total con celdas de 2 – 3 W cada una.

Las celdas son montadas juntas para crear módulos fotovoltaicos. Están cubiertas de una capa antirrefleтора y un laminado especial para evitar degradación en los contactos de las celdas. Los módulos tienen una temperatura nominal de operación de la celda (TNOC). La TNOC es la temperatura que las celdas alcanzarán cuando son operadas a circuito abierto a una temperatura ambiente de 20°C a AM 1.5 de irradiancia,  $G = 0.8 \text{ kW}/\text{m}^2$  y velocidades

de viento de menos de  $1 \text{ m/s}$ . Para variaciones en la temperatura ambiente ( $^{\circ}\text{C}$ ) e irradiancia, la celda puede ser estimada con una aproximación tal que:

**Ecuación 3.6**

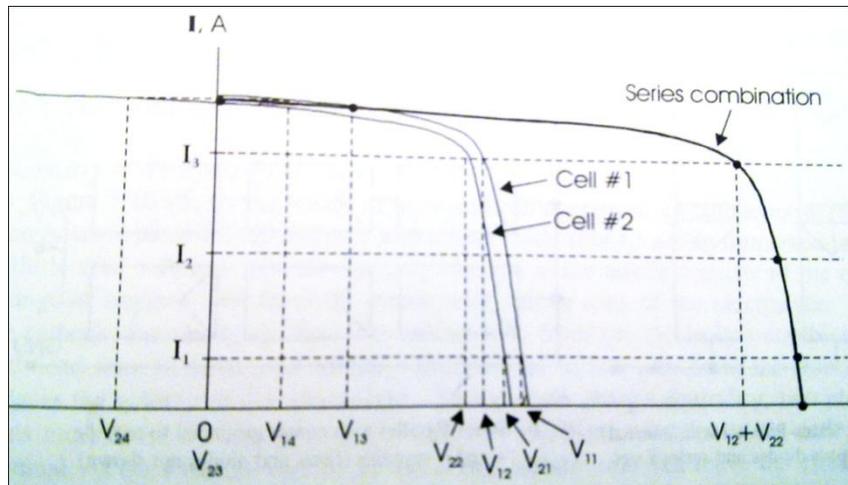
$$T_c = T_a + \left( \frac{TNOC - 20}{0.8} \right) G$$

Los efectos de la irradiancia y temperatura ambiente en el desempeño de la celda deben tenerse muy en cuenta, ya que para una celda de silicio el voltaje a circuito abierto decrece alrededor de  $2.3 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$ . Para un módulo el decremento de la tensión es de  $2.3n \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$ , donde n es el número de celdas en serie en el módulo.

### 3.1.2.1 Eficiencia

La eficiencia depende del eslabón más débil. Dado que el módulo se compone de muchas celdas, es necesario que sus características sean lo más parecido posible.

Las características de la componente “Corriente-Voltaje” para n celdas en serie es obtenida por la suma de todas las celdas que conforman el módulo, dando como resultado que cada celda entregue la corriente requerida. La máxima corriente posible para el módulo es afectada por la celda de menor corriente bajo condiciones específicas de carga, a una irradiancia mínima de operación. Por lo tanto, es deseable tener idénticas curvas Corriente vs. Voltaje vs. Irradiancia.



**Figura 3-4 Operación conjunta de diferentes celdas fotovoltaicas**

Para determinar la componente de la curva “Corriente-Voltaje” para dos celdas en serie, se suman los voltajes correspondientes, para producir la corriente requerida como se muestra en la Figura 3-4. Nótese que si una celda tiene una mayor  $I_{sc}$  que otras celdas, el voltaje de cada celda no será necesariamente cero.

En la Figura 3-4 la celda #2 tiene menor  $I_{sc}$  que la celda #1 y mientras su voltaje se vuelve negativo hasta que su corriente sea igual a la de la celda #1. Esto significa que la celda #1 está generando potencia mientras que la celda #2 está disipando potencia. Entre mayor sea la diferencia entre las celdas del módulo, mayor será el nivel de potencia disipada en las celdas más débiles.

### 3.1.3 Arreglo fotovoltaico

Si se necesitan mayores voltajes o corrientes es necesario conectar los módulos en serie o en paralelo. Arreglos conectados en serie entregarán mayor voltaje. Arreglos en paralelo entregarán mayor corriente.

Se deben instalar las protecciones necesarias si algún módulo llegase a fallar. Así se evitará un daño mayor al arreglo.

## 3.2 Controladores de carga de baterías en sistemas fotovoltaicos

La función principal de un controlador de carga de baterías en un sistema fotovoltaico es mantener los bancos de baterías a un nivel de carga máximo a la vez de proteger las baterías de una sobrecarga por parte del arreglo de paneles fotovoltaicos y de una sobredescarga debido a los dispositivos que demandan energía conectados en el sistema. Aunque en principio es posible diseñar un sistema fotovoltaico que no requiera de este controlador, en general es altamente conveniente y necesario debido a la variación de las cargas que alimenta el sistema, a la optimización del uso de la energía y los costos de inversión que requiere la instalación del sistema (es posible utilizar un banco de baterías con una capacidad menor a la requerida de acuerdo a un análisis de requerimientos de consumo de energía si se cuenta con un controlador adecuado).

El algoritmo usado por el controlador de carga determina la efectividad de la carga de las baterías y el aprovechamiento del arreglo de paneles fotovoltaicos. Los controladores de carga pueden contener algunas características adicionales que permitan extender el ciclo de vida de las baterías e indicadores adicionales que informen al usuario el estado del sistema.

Las funciones del controlador de carga así como los dos esquemas más utilizados para el diseño del controlador se describen en los apartados siguientes.

### 3.2.1 Control de sobrecarga y sobredescarga

Cuando se diseña un sistema fotovoltaico con respaldo de baterías se calculan los elementos del sistema para que éste cumpla los requerimientos de carga establecidos bajo las condiciones del peor caso posible, lo cual por lo general sucede en el mes con menor índice de irradiación solar. Dado lo anterior, cuando el sistema trabaja en condiciones más favorables, comúnmente el sistema excede los requerimientos de la demanda de energía. El control de sobrecarga implementado en el controlador debe garantizar que las baterías no sean sobrecargadas independientemente de los factores de diseño del sistema, variaciones de la carga, temperatura e irradiación solar.

Mediante la regulación de carga es posible alcanzar dicho objetivo de manera que el controlador suministrará energía a las baterías de manera que éstas se carguen completamente sin sobrecargarse. La condición de sobrecarga desgasta la composición de las baterías y reduce su tiempo de vida, lo cual conlleva fallas prematuras y pérdida de capacidad del sistema.

La manera en que el controlador evita la sobrecarga es limitando o interrumpiendo el flujo de corriente hacia las baterías cuando estas se hallan completamente cargadas. Frecuentemente la regulación de carga se logra limitando el valor máximo de voltaje que puede alcanzar la batería mientras se carga (a este valor se le conoce como *punto de regulación de voltaje*, VR por sus siglas en inglés).

A su vez durante condiciones desfavorables para la generación eléctrica fotovoltaica, como periodos de baja insolación o bajo una demanda de energía excesiva es posible que la energía suministrada por los paneles fotovoltaicos sea insuficiente para mantener las baterías en un nivel de carga aceptable. Cuando una batería sufre un ciclo descarga profunda las reacciones químicas internas deterioran la estructura de la misma. Al ocurrir ciclos de descarga continuos la batería eventualmente pierde capacidad y acorta su ciclo de vida útil. Por tal razón la mayoría de los controladores cuentan con opciones de desconexión del banco de baterías en caso de que estas lleguen a un nivel de voltaje crítico. Además algunas aplicaciones pueden funcionar de manera inadecuada o simplemente no funcionar si el nivel de voltaje suministrado por las baterías no es lo suficientemente elevado.

El control de sobredescarga se implementa comúnmente abriendo el circuito entre el banco de baterías y las cargas del sistema en cuanto el banco alcanza un nivel de voltaje establecido conocido como *punto de desconexión por bajo voltaje* (LVD por sus siglas en inglés) En cuanto las baterías alcanzan un nivel aceptable de carga aceptable, éstas son reconectadas al sistema.

### 3.2.2 Puntos de regulación de carga

Los niveles de voltaje de las baterías a los cuales el controlador lleva a cabo funciones de conmutación o de control son llamados puntos de regulación de carga. Cuatro puntos básicos están establecidos para la mayoría de los controladores que cuentan con funciones de protección contra sobrecarga y sobredescarga.

El punto de regulación de voltaje (VR) y el punto de reconexión al arreglo (ARV por sus siglas en inglés) se refieren respectivamente a los niveles de voltaje establecidos a los cuales el banco de baterías se desconecta y se vuelve a conectar al suministro eléctrico que proporciona el arreglo fotovoltaico.

El *punto de desconexión por bajo voltaje* (LVD) y el *punto de reconexión a carga* (LRV) se refieren a los niveles de voltaje a los cuales el banco de baterías se desconecta de la carga para prevenir la sobredescarga.

La Figura 3-5 muestra un diagrama de tiempo contra voltaje en las baterías que ejemplifica dichos puntos:

## Puntos de regulación de carga

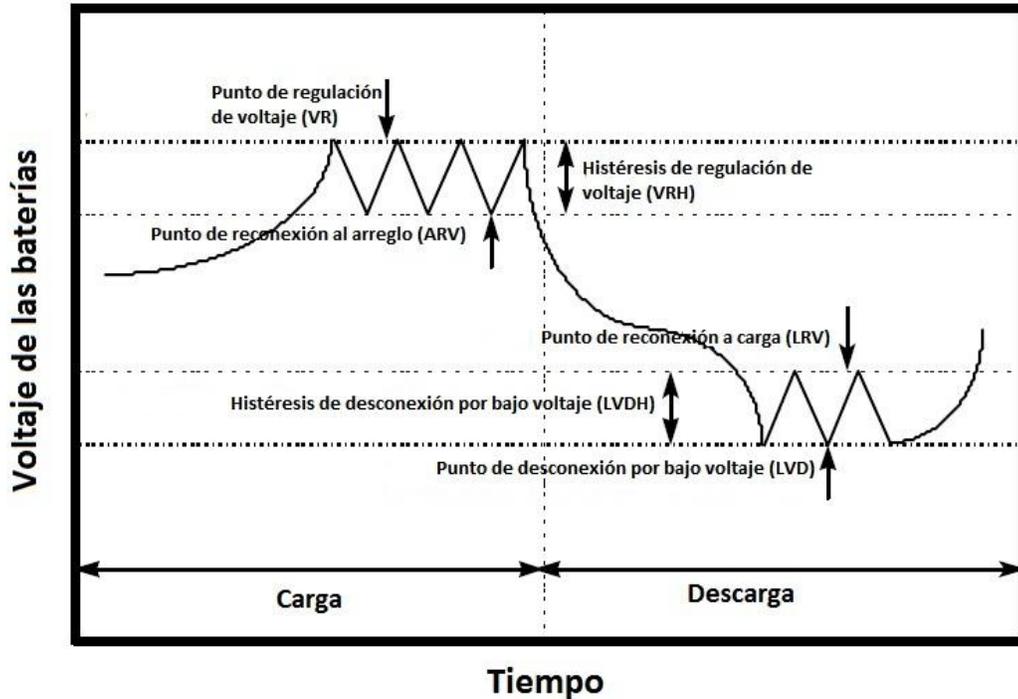


Figura 3-5 Diagrama de puntos de regulación de carga

- a) Punto de regulación de voltaje (VR): Se define como el máximo voltaje al cual el controlador permite que se carguen las baterías limitando así la sobredescarga. Una vez que el controlador reconoce que el nivel establecido de voltaje se ha alcanzado desconecta el banco de baterías del arreglo fotovoltaico o bien comienza a limitar la corriente que es entregada a la batería.
- b) Punto de reconexión al arreglo (ARV): Si el banco de baterías es desconectado en el punto de regulación de voltaje, la tensión en las mismas comenzara disminuir debido a las cargas conectadas en el sistema. Cuando las baterías alcanzan un nivel determinado el banco es conectado nuevamente al arreglo fotovoltaico.
- c) Histéresis de regulación de voltaje (VRH): Se define como la diferencia entre el punto de regulación de voltaje y el punto de reconexión al arreglo. Este parámetro determina en gran medida la efectividad de la recarga de las baterías y es importante que este correctamente establecido para evitar desperdiciar energía proveniente del arreglo y a su vez evitar conmutar excesivamente la conexión de las baterías al arreglo.
- d) Punto de desconexión por bajo voltaje (LVD): Es el nivel de voltaje al cual la carga es desconectada del banco de baterías para evitar la sobrecarga. El nivel establecido

para este punto está directamente ligado a la máxima descarga posible para el banco de baterías y su capacidad total disponible. El nivel adecuado para este punto debe permitir mantener el banco de baterías en buen estado mientras que asegura la mayor disponibilidad de energía posible a las cargas.

- e) Punto de reconexión a carga (LRV): Es el nivel establecido al cual el controlador permite la reconexión entre el banco de baterías y las cargas del sistema después de que el banco ha sido desconectado para prevenir una sobredescarga. Este punto debe estar balanceado correctamente para permitir que las baterías se carguen a un nivel considerable antes de volver a conectar al sistema y a su vez mantener una disponibilidad de energía adecuada para las cargas evitando así que estas permanezcan desconectadas por tiempos prolongados.
- f) Histéresis de desconexión por bajo voltaje (LVDH): Es la diferencia de niveles que existe entre el punto de desconexión por bajo voltaje y el punto de reconexión a carga. Este debe elegirse para evitar un desgaste innecesario de los dispositivos de desconexión del banco de baterías a la carga y tomando en cuenta la capacidad del sistema, la química de sus baterías y los requerimientos de disponibilidad de energía que demanden las cargas.

### 3.2.3 Esquemas de diseño para controladores de carga

Existen dos esquemas básicos que siguen la gran mayoría de los controladores de carga para regular la carga suministrada por parte de los arreglos fotovoltaicos hacia el banco de baterías en un sistema de generación fotovoltaico: regulación por derivación (shunt) o en serie. Ambos esquemas son ampliamente utilizados en la actualidad y algunos diseños incorporan una serie de variaciones que incrementan su rendimiento. Los diseños más simples regulan el suministro de corriente mediante la desconexión de la carga y del arreglo fotovoltaico del banco de baterías mientras que diseños más sofisticados limitan la corriente suministrada de manera lineal por el arreglo de manera que las baterías se mantengan siempre en un nivel de voltaje elevado.

#### 1. Control por derivación (shunt)

Gracias a que las celdas fotovoltaicas están limitadas en corriente de manera intrínseca debido a su construcción es posible ponerlas en cortocircuito sin riesgo alguno de dañarlas. Esta característica de las celdas fotovoltaicas se utiliza para el funcionamiento de este esquema de controlador de carga.

El control por derivación regula la carga proveniente del arreglo fotovoltaico hacia el banco de baterías cortocircuitando el arreglo mediante un elemento de derivación. Todos los controladores que usan este esquema cuentan con un diodo de bloqueo colocado en serie entre el banco de baterías y el elemento de derivación para prevenir que las baterías estén en corto circuito cuando la derivación se encuentra abierta. Debido a que existe una cierta caída de tensión entre el arreglo fotovoltaico y el controlador y debido a pérdidas resistivas en el cableado y a la resistencia del

elemento de derivación, se disipa una determinada cantidad de energía en forma de calor en el controlador. Por esta razón la mayoría de esta clase de controladores llevan un disipador de calor integrado y por lo general su uso se restringe a sistemas de generación fotovoltaica cuya corriente total en el arreglo sea menor o igual a 20 A. El elemento de derivación generalmente es un transistor MOSFET de potencia. La Figura 3-6 muestra la arquitectura de este esquema de regulación.

## Esquema de regulación en derivación (shunt)

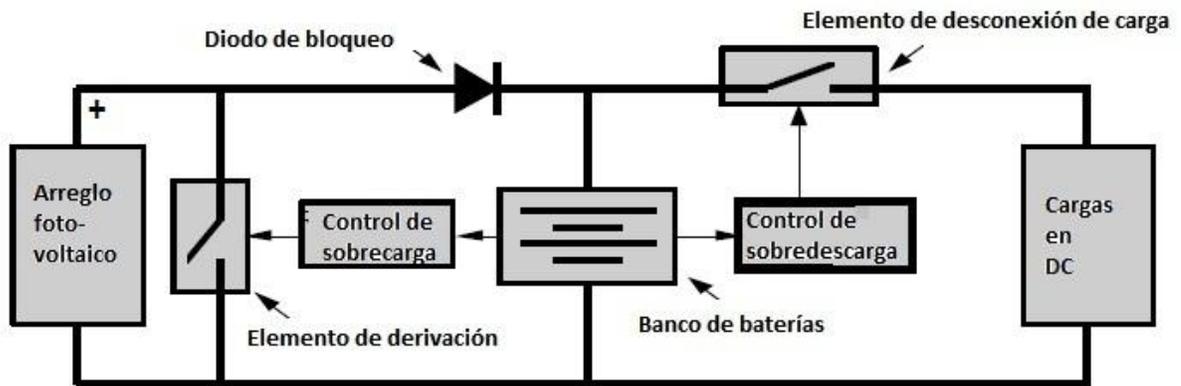


Figura 3-6 Arquitectura utilizada para el esquema de regulación en derivación (shunt)

### 2. Control en serie

Este esquema de regulación requiere que el controlador se conecte en serie entre el arreglo fotovoltaico y el banco de baterías a diferencia del controlador en derivación el cual se conecta en paralelo. Este esquema de control es usado comúnmente en sistemas de generación eléctrica fotovoltaica de gran tamaño gracias a que no tiene las limitantes de corriente que tiene el control por derivación, aunque también es usado en pequeños sistemas de generación.

En la Figura 3-7 se puede apreciar la arquitectura de un controlador de carga bajo el esquema de regulación en serie. En este tipo de controlador, un relevador o un interruptor de estado sólido desconecta el circuito entre el arreglo fotovoltaico y el banco de baterías para detener el flujo de corriente hacia éstas últimas o bien, si el controlador cuenta con esta característica, limita el flujo de corriente de manera lineal para mantener la batería cargada. Cuando no se cuenta con esta característica el controlador simplemente cierra nuevamente el circuito cuando el voltaje en el banco de baterías llega al punto de reconexión al arreglo (ARV).

Debido a que este esquema de regulación deja en circuito abierto al arreglo fotovoltaico en lugar de cortocircuitarlo como el esquema en derivación, no es

necesario que el sistema cuente con un diodo de bloqueo para evitar cortocircuitar el banco de baterías.

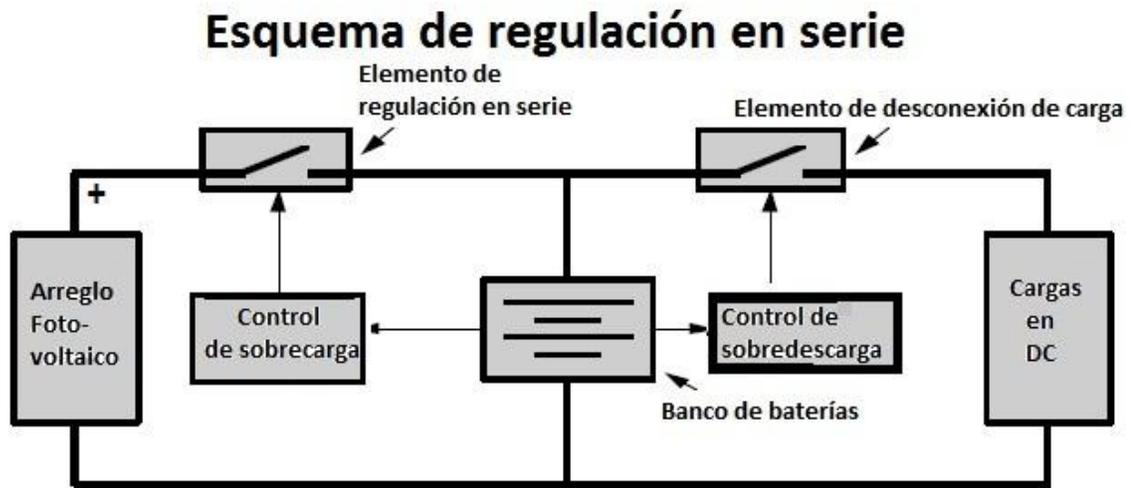


Figura 3-7 Arquitectura utilizada para el esquema de regulación en serie

### 3.3 Baterías

Una fuente de energía eléctrica de origen fotovoltaico se caracteriza, principalmente, por su variabilidad (diaria y estacional) y aleatoriedad, lo que afecta de forma directa y la disponibilidad de energía, por lo tanto los sistemas fotovoltaicos no pueden alimentar la carga durante la noche. Por otro lado los valores de voltaje y corriente de un módulo fotovoltaico dependen de la carga, de modo que la conexión directa no es, en la mayor parte de los casos, una buena solución. Para lo cual es necesario implementar baterías para el almacenamiento de energía que se va a requerir. Éstas deben conectarse entre sí de modo conveniente para alcanzar los valores de voltaje y corriente requeridos.

#### 3.3.1 Generalidades

La batería almacena energía en forma electroquímica, además de que es el dispositivo más usado para almacenamiento de energía en distintas aplicaciones. Tiene una eficiencia de conversión (en un solo sentido de descarga) de 85% a 90%.

Las ventajas del uso de baterías son:

- Dotar al sistema de una fuente eléctrica independiente de las condiciones de radiación solar.
- Dotar al sistema de autonomía durante los periodos prolongados de inactividad de los módulos fotovoltaicos, haciendo uso de la energía almacenada durante los momentos de generación eléctrica.

- Fijar un voltaje de referencia que establezca en los módulos un punto de trabajo óptimo, manteniendo además unas condiciones de estabilidad en el voltaje del sistema aceptables para los elementos de consumo.

Existen dos tipos básicos de baterías electroquímicas:

- Batería primaria: Convierte energía química a energía eléctrica. La reacción electroquímica no es reversible y se desecha la batería después de una descarga completa.
- Batería secundaria: también conocida como batería recargable. La reacción electroquímica es reversible. Después de una descarga, puede volver a ser cargada inyectando corriente directa de una fuente externa. Esta batería convierte energía química en energía eléctrica en la fase de descarga. En la fase de carga convierte energía eléctrica a energía química. Su eficiencia es alrededor de 70% a 80%.

La celda que existe en la batería está conformada por dos placas; una positiva y una negativa separados por aislantes y un electrolito químico. Los dos grupos de placas de los electrodos son conectados a dos terminales externas montadas en un recipiente. La celda almacena energía electroquímica a un potencial eléctrico muy bajo, generalmente unos cuantos volts.

Una batería está conformada por numerosas celdas electroquímicas conectadas en una combinación serie-paralelo para obtener la corriente o voltaje deseados.

### 3.3.2 Características generales

Las baterías se utilizan en múltiples aplicaciones y su composición interna es variada. Los tres parámetros característicos e identificadores de una batería son:

- Tipo: El más común para este tipo de aplicaciones es plomo-ácido con electrolito líquido, plomo-ácido con electrolito gelificado y níquel-cadmio.
- Capacidad: Se suele expresar en Amperes por hora (Ah) y es una medida de cantidad de energía que puede suministrar la batería a determinadas condiciones. Lo que significa que entrega  $C * A$  por una hora o  $C/n A$  por  $n$  horas. La capacidad disponible en la batería se ve afectada por la temperatura a la que se encuentra sometida. Las proporciones de carga y descarga están dados en Ah, por ejemplo, cargar una batería de 100Ah a  $C/10$  significa que se carga a  $100/10 = 10 A$ . Descargar la batería a  $C/2$  significa  $100/2 = 50A$ , lo que significa que será completamente descargada en 2 horas.
- Voltaje de carga y descarga: La batería es una fuente de corriente directa que irá decrementando su voltaje conforme ésta sea descargada. También tendrá un voltaje fijo cuando se encuentre completamente cargada.
- Energía: La energía que entrega una batería está dado en términos del voltaje promedio durante la descarga y la capacidad en Ampere-hora que puede entregar

antes de que el voltaje caiga hasta cierto límite. El producto del Voltaje y el Ampere -hora forma el Watt-hora (Wh). Ésta es la energía que entrega una batería a plena carga.

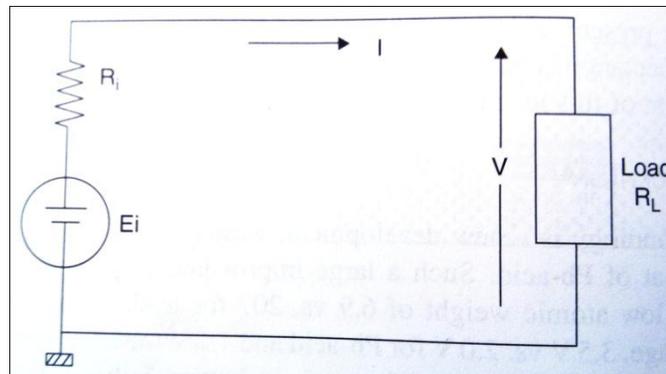
Durante el funcionamiento de la batería hay una serie de parámetros que deben considerarse:

- Estado de carga: Es la relación existente entre la capacidad disponible y la capacidad promedio.

**Ecuación 3.7**

$$EC = \frac{\text{capacidad disponible en la batería}}{\text{capacidad promedio en Ah}}$$

- Profundidad: Es la relación existente entre la capacidad disponible y la capacidad total.
- Ciclo de carga: Los procesos de carga y descarga de la batería tienen un ciclo que determina en gran medida la vida de la batería.
- Circuito equivalente:



**Figura 3-8 Circuito equivalente de una batería**

En su manera más simple la batería trabaja como una fuente de voltaje constante con una pequeña resistencia. El voltaje a circuito abierto ( $E_i$ ) de la batería decrece linealmente con los Ah descargados ( $Q_d$ ) y la resistencia interna ( $R_i$ ) aumenta linealmente con  $Q_d$ . Esto es, el voltaje a circuito abierto de la batería es menor y la resistencia interna es mayor en una batería parcialmente descargada, comparado con  $E_0$  y  $R_0$  -parámetros en estado a plena carga-. Esto se expresa de la siguiente forma:

**Ecuación 3.8**

$$E_i = E_0 - k_1 Q_d$$

**Ecuación 3.9**

$$R_i = R_0 - k_2 Q_d$$

Donde  $k_1$  y  $k_2$  son constantes de ajuste encontradas por experimentación. Una batería puede entregar máxima potencia a una carga cuando  $R_L = R_i$  donde:

**Ecuación 3.10**

$$P_{m\acute{a}x} = \frac{E_i^2}{4R_i}$$

Dado que  $E_i$  y  $R_i$  varían con el  $EC$  y la  $P_{m\acute{a}x}$  varía también. La pérdida interna está dada por:

**Ecuación 3.11**

$$I^2 R_i$$

- La eficiencia a cualquier  $EC$  es por lo tanto:

**Ecuación 3.12**

$$\eta = \frac{R_L}{R_L + R_i}$$

La eficiencia decrece cuando la batería es descargada por lo que genera mayor calor a menor  $EC$ .

- Eficiencia de carga está definido como la proporción entre los Ah siendo depositados internamente entre las placas y los entregados a las terminales externas durante el proceso de recarga. La eficiencia de carga es casi 100% cuando la celda está vacía, teniendo en cuenta que todos los Ah son convertidos en energía electroquímica útil. Mientras el  $EC$  se acerca a uno, la eficiencia de recarga se aproxima a cero.
- Efecto de memoria: Es la tendencia de una batería de recordar la profundidad o nivel de carga en donde entrega la mayor parte de su capacidad. Es como perder masa muscular debido a la falta de uso por mucho tiempo. Para remediar este problema se debe “reacondicionar” a la batería descargándola totalmente de vez en cuando por algunos meses después recargarla totalmente. Este efecto solamente lo tiene la batería NiCd.
- Efectos por temperatura: La capacidad y eficiencia de recarga decrece con el aumento de la temperatura. La capacidad cae arriba o debajo de ciertos rangos de temperatura y cae bruscamente a temperaturas bajo cero. El promedio de auto descarga aumenta junto con la temperatura.

### 3.3.3 Tipos de baterías

Existen en el mercado actualmente seis tipos distintos de baterías recargables:

#### 1. Plomo-ácido

Ésta es la batería recargable más usada por su relación de alto rendimiento y bajo costo. Pero tiene la menor densidad de energía comparado con su peso y volumen. En una batería Pb-ácido en descarga agua y sulfato de plomo son formados, el agua diluye el electrolito (ácido sulfúrico) y el peso específico del electrolito disminuye junto con el *EC* (Estado de carga). Al recargar la batería se invierte la reacción en donde se forma plomo y dióxido de plomo en la placa negativa y positiva respectivamente. Existen varias versiones de este tipo de baterías, como la de ciclo superficial que se utiliza en automóviles y la de ciclo profundo que se utiliza para ciclos de carga y descarga completos. Para la aplicación de celdas fotovoltaicas es necesaria la versión de ciclo profundo.

## **2. Níquel-cadmio**

El electrodo positivo está hecho de cadmio y el negativo de hidróxido de níquel. Los dos electrodos están separados por nylon y ubicado dentro del electrolito de hidróxido de potasio en un recipiente de acero inoxidable. Ya que la batería NiCd tiene la mitad del peso con la misma capacidad energética, mayor vida de ciclo profundo y tolerancia a mayores temperaturas que la batería Pb-ácido, es una de las baterías más utilizadas después de las baterías Pb-ácido. Su desventaja es que tiene efecto de memoria que degrada su capacidad si no es usada por un largo periodo.

## **3. Níquel-hidruro metálico**

Es una mejora tecnológica de la batería NiCd que ofrece mejor densidad de energía. La mayor diferencia en su construcción es que el ánodo está hecho de un hidruro metálico. No tiene efecto de memoria, sin embargo, no es capaz de entregar potencia con picos muy altos, tiene una alta proporción de auto descarga y es susceptible a daño si es sobrecargada.

## **4. Litio-ion**

Ofrece tres veces más densidad de energía que una batería Pb-ácido. Ésta mejora en densidad energética viene del bajo peso atómico de 6.9 contra 207 del plomo. En el ánodo el electrodo de litio reacciona con cualquier electrolito líquido arrancando una película inhibidora cada vez que la celda es descargada y cargada de nuevo, el litio es arrancado y una nueva superficie metálica es expuesta al electrolito y una nueva película inhibidora es formada. Ésta batería es vulnerable a sobrecargas o corto circuitos.

## **5. Litio-polímero**

Es una batería de litio con polímeros sólidos como electrolitos. Es construida con una película de litio metálico ligado a una fina capa de electrolito de polímero sólido. Éste polímero sirve tanto como electrolito y como separador. Además, el metal reacciona menos con el electrolito sólido que con uno líquido.

## 6. Cinc-aire

Tienen un electrodo negativo de cinc, un electrolito de hidróxido de potasio y un electrodo positivo de carbón que está expuesto al aire. Durante la descarga, el oxígeno del aire es reducido al electrodo de carbón y el electrodo de cinc es oxidado. Durante éste proceso absorbe oxígeno del aire y lo convierte en iones de oxígeno para ser transportados al ánodo de cinc. Durante la recarga produce oxígeno.

Voltaje promedio en celdas durante la descarga en diferentes tipos de baterías recargables		
Tipo	Voltaje	Característica principal
Plomo-Ácido (Pb-ácido)	2	Tecnología de menor costo
Níquel-Cádmio (NiCd)	1.2	Presenta efecto de memoria
Níquel-Hidruro metálico (NiMH)	1.2	Sensible a la temperatura
Litio-Ion (Li-ion)	3.6	Segura, no contiene litio metálico
Litio-polímero (li-poly)	3	Contiene litio metálico
Zinc-aire	1.2	Requiere buena administración de aire para limitar su propia descarga

Tabla 3-1 Distintos tipos de baterías

## 3.4 Inversor

La función de un inversor es cambiar un voltaje de entrada de corriente directa (DC) a un voltaje simétrico de salida de corriente alterna (AC). El voltaje de alterna a la salida puede ser fijo o variable e igual sucede para la frecuencia. Los inversores encuentran uso en diversas aplicaciones, entre ellas transmisión de potencia eléctrica para redes alimentación convencional, impulsores de motores de AC, fuentes ininterrumpibles de energía y especialmente para obtener corriente alterna a partir de fuentes que suministran corriente directa como paneles solares, aerogeneradores y baterías.

En general para la mayoría de las aplicaciones se busca una forma de onda senoidal a la salida del inversor; sin embargo, obtener una senoidal pura en la práctica resulta muy difícil de lograr. Comúnmente los inversores prácticos, dependiendo de su topología y las técnicas de control que utilicen, producen salidas con menor o mayor distorsión debido a los armónicos presentes. Dependiendo del tipo de aplicación en la que se trabaje es posible que una señal de onda cuadrada sea suficiente para satisfacer los requerimientos de la carga, sin embargo es común que en aplicaciones de alto voltaje y/o en aquellas en las que sea requerida una interconexión con la red de suministro eléctrico convencional se requiera una salida senoidal con muy poca distorsión.

El principio básico de funcionamiento de los inversores consiste en la conmutación secuencial de dispositivos controlados de encendido y apagado (como TBJ, MOSFET e IGBT entre otros). Las señales de control por lo general utilizan modulación de ancho de pulso para comandar la conmutación de dichos dispositivos. Existen una variedad de técnicas de conmutación disponibles en la actualidad las cuales presentan algunas ventajas como un aumento significativo en la calidad de la señal de salida a cambio de una implementación más costosa en la mayoría de los casos.

En términos comerciales se dice que los inversores tienen una salida senoidal modificada o senoidal pura dependiendo de la medida en que la salida del inversor represente fielmente una onda senoidal ideal. Aunque técnicamente no existe ninguna normativa que sirva para clasificarlos en una u otra categoría se puede decir que los inversores de onda senoidal pura son capaces de entregar a su salida una senoidal casi perfecta y cuentan con porcentajes de distorsión armónica total mucho menores que los inversores de onda senoidal modificada. Enseguida se presentan algunos detalles respecto a ambos tipos de inversores.

La Figura 3-9 muestra una comparación ilustrativa entre la salida de ambos tipos de inversores y la forma de onda que se encuentra en la alimentación de red suministradora o utilitaria.

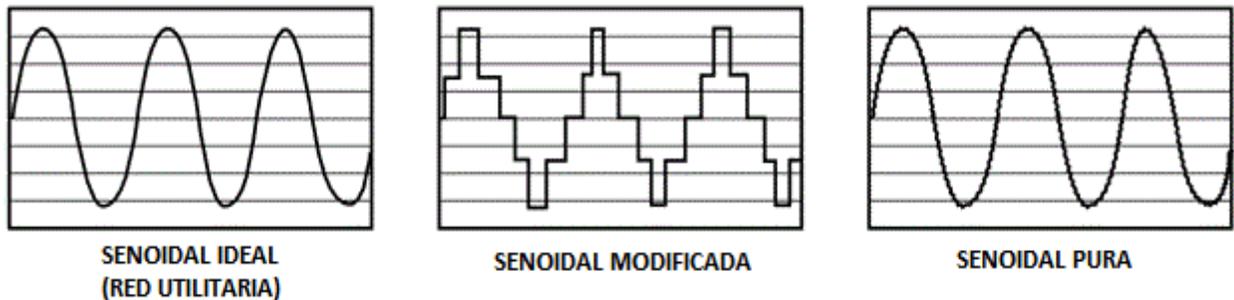


Figura 3-9 Configuración de puente completo

- **Inversores de onda senoidal modificada:** Esta clase de inversores utilizan técnicas de conmutación para generar formas de onda parecidas a una senoidal. Dependiendo del esquema de conmutación y de la topología del inversor su forma de onda a la salida será más o menos aproximada a una senoidal ideal. Su construcción resulta más barata y su construcción menos complicada que los inversores de onda senoidal pura. Esta clase de inversores resulta apropiada para la gran mayoría de las aplicaciones de CA.
- **Inversor senoidal de onda pura:** Por lo general esta clase de inversores poseen un índice de distorsión armónica total muy baja, del orden del 3% o menos. Los inversores que pertenecen a esta categoría pueden tener distintas clases de topologías, por ejemplo puede tratarse de inversores multinivel o inversores resonantes y contienen filtros de salida que permiten eliminar los armónicos espurios y así conseguir una salida prácticamente senoidal. Esta clase de inversores se prefiere para ciertas aplicaciones de CA que demandan una alta calidad de la energía o cuando se utilizan sistemas fotovoltaicos interconectados a la red suministradora.

En el presente trabajo se revisan de forma breve los fundamentos de una de las arquitecturas más utilizadas dentro del campo de inversores fotovoltaicos que consiste en el esquema de inversión mediante SPWM. Esta arquitectura se utiliza tanto para inversores de onda senoidal modificada como inversores de onda pura.

### 3.4.1 Configuración de puente completo

La configuración más utilizada para la construcción de inversores es el puente completo o puente H como comúnmente se le conoce el cual se muestra en la Figura 3-10. Este circuito se encuentra alimentado por una fuente de corriente directa (DC) y a partir del control de la apertura o cerrado de los cuatro interruptores de manera secuencial es posible obtener como salida en la carga una tensión de alterna (AC).

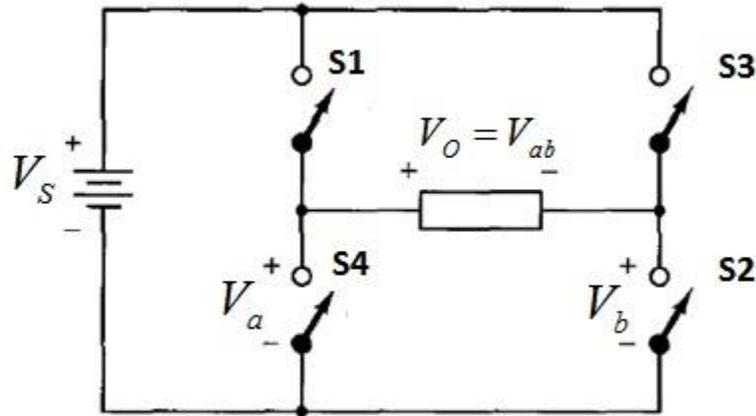


Figura 3-10 Configuración de puente completo

La tensión de salida en la carga puede tomar el valor de  $+V_s$ ,  $-V_s$  o cero dependiendo del estado de los interruptores como se muestra en la secuencia de la Tabla 3-2.

Interruptores cerrados	Tensión de salida del inversor
S1 y S2	$+V_s$
S3 y S4	$-V_s$
S1 y S3	0
S2 y S4	0

Tabla 3-2 Tensión de salida del inversor de puente completo de acuerdo a la combinación de interruptores abiertos

El puente completo puede dividirse en dos secciones o ramas, compuestas cada una por un par de elementos de conmutación o interruptores. Una de las ramas está conformada por los interruptores S1 y S2 y la rama complementaria está formada por los interruptores S3 y S4.

Para los inversores basados en la configuración de puente completo existen dos esquemas de conmutación:

**Conmutación Bipolar:** Se le llama así porque la tensión a la salida del inversor varía continuamente entre los valores de tensión  $+V_s$  y  $-V_s$ . En este caso las ramas del puente completo se controlan de manera complementaria, es decir mientras una de las ramas se tiene sus interruptores abiertos la otra rama se encuentra con los interruptores cerrados. Esto se ejemplifica en la Figura 3-11.

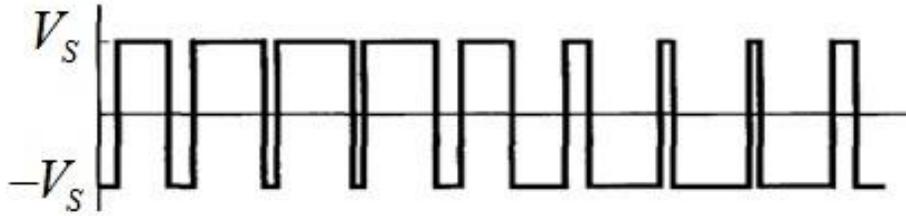


Figura 3-11 Forma de onda de salida para un inversor de puente completo de conmutación bipolar

**Conmutación Unipolar:** En este esquema la tensión de salida del inversor varía entre los valores de tensión  $+V_s$  y cero o entre  $-V_s$  y cero. Para este caso las ramas del puente se controlan de manera independiente una de la otra, es decir que las señales de control de cada rama son diferentes. Este esquema de conmutación se muestra en la Figura 3-12.



Figura 3-12 Forma de onda de salida para un inversor de puente completo de conmutación unipolar

Los inversores descritos en los apartados posteriores basan su funcionamiento en la configuración de puente completo para su funcionamiento.

### 3.4.2 Inversor de onda cuadrada

Esta es la topología de inversor más simple. Su ventaja radica en su fácil implementación y bajo costo ya que sus circuitos de control son relativamente simples, por otro lado su desventaja principal es que contiene una significativa cantidad de distorsión armónica lo cual aumenta los requerimientos del filtro de salida en caso de que se desee obtener una señal senoidal lo más pura posible y tampoco permite regular la amplitud de la tensión de salida.

Su principio de operación es el siguiente: cuando los transistores Q1 y Q2 se encuentran encendidos simultáneamente durante el tiempo  $T_0/2$  el voltaje de alimentación  $V_s$  aparece a través de la carga. Cuando se apagan los dos transistores anteriores y se encienden simultáneamente Q3 y Q4 durante el siguiente medio ciclo  $T_0/2$  el voltaje que aparece en la carga es  $-V_s$ .

La señal de salida del inversor y la señal de control para los transistores de cada rama del puente completo se aprecian en la Figura 3-12.

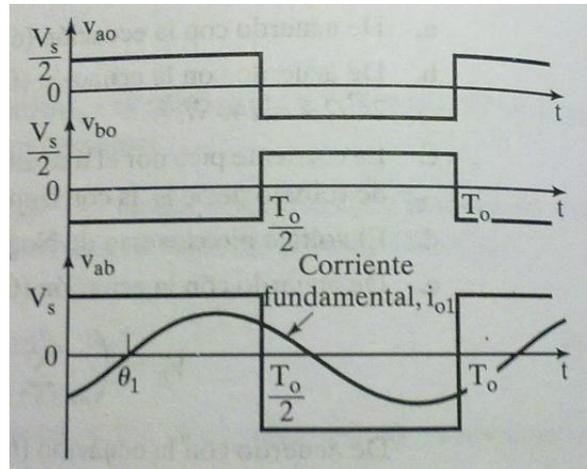


Figura 3-12 Señal de salida del inversor monofásico de onda cuadrada y señal de control para los transistores de cada rama del puente completo.

El voltaje rms a la salida del inversor puede calcularse mediante la expresión:

Ecuación 3.13

$$V_0 = \left( \frac{2}{T_0} \int_0^{T_0/2} V_s^2 dt \right)^{1/2} = V_s$$

Desarrollando la expresión anterior para expresar el voltaje  $V_s$  en una serie de Fourier se tiene:

Ecuación 3.14

$$v_0 = \sum_{n=1}^{\infty} \frac{4V_s}{n\pi} \text{sen}(n\omega t)$$

Con  $n=1$  en la expresión anterior se puede obtener el valor de la componente fundamental del voltaje de salida:

Ecuación 3.15

$$V_1 = \frac{4V_s}{\sqrt{2}\pi} = 0.9V_s$$

### 3.4.3 Distorsión Armónica Total (THD)

La distorsión armónica total (THD por sus siglas en inglés) es una figura que nos permite cuantizar la calidad de la energía de alterna entregada a la salida del inversor. Se define como la relación de la suma de las componentes armónicas de la señal con respecto a la componente fundamental, es decir:

Ecuación 3.16

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} (V_{n,rms})^2}}{V_{1,rms}} = \frac{\sqrt{V_{rms}^2 - V_{1,rms}^2}}{V_{1,rms}}$$

### 3.4.4 Inversor controlado por modulación de ancho de pulso sinusoidal (SPWM) unipolar

Es posible mejorar notablemente la calidad de la señal de salida de un inversor si se emplea un esquema de control de conmutación mediante PWM (modulación de ancho de pulso por sus siglas en inglés). Dicho esquema permite controlar la amplitud el voltaje de salida del inversor a la vez que reduce notablemente los armónicos indeseables en la salida.

Existen varios esquemas de control PWM, entre ellos se pueden destacar los siguientes:

- 1.- Modulación por ancho de un solo pulso.
- 2.- Modulación por ancho de pulsos múltiples (UPWM).
- 3.- Modulación por ancho de pulso senoidal (SPWM).
- 4.- Modulación por ancho de pulso senoidal modificado (MSPWM).

El esquema de control SPWM es ampliamente utilizado en los inversores actuales debido a su costo y a la calidad de la señal de salida del inversor la cual es aceptable para una amplia gama de aplicaciones por lo cual este esquema tiene un amplio uso en aplicaciones industriales y de generación eléctrica mediante energías sustentables.

En el esquema de control SPWM se generan más de un solo pulso por cada medio ciclo de la señal de salida. Además el ancho de cada pulso se varía de en proporción con la amplitud de una onda senoidal de referencia. El principio de funcionamiento y sus elementos de interacción de describen a continuación.

- Se genera una onda senoidal de referencia (+Vsen) y una señal complementaria que es la señal anterior invertida (-Vsen) cuya frecuencia  $f_r$  determina la frecuencia de salida del inversor  $f_0$ .
- Se genera una onda portadora triangular  $V_{tri}$  de frecuencia  $f_c$ , dicha frecuencia controla la cantidad de pulsos por cada semiciclo. A esta señal se le conoce como señal portadora o señal de conmutación.
- Se comparan la señal de referencia con la señal portadora con el fin de controlar el pulso de encendido de cada rama. El criterio de control se muestra en la Tabla 3-3.

Interruptor	Condición de encendido
S1	$V_{sen} > V_{tri}$
S2	$-V_{sen} < V_{tri}$
S3	$-V_{sen} > V_{tri}$
S4	$V_{sen} < V_{tri}$

Tabla 3-3 Criterio de control de interruptores para un inversor controlado mediante SPWM unipolar

Las formas de onda de la señal portadora, de referencia y las señales de control para cada rama así como la señal de salida resultante del inversor se muestran en la Figura 3-13.

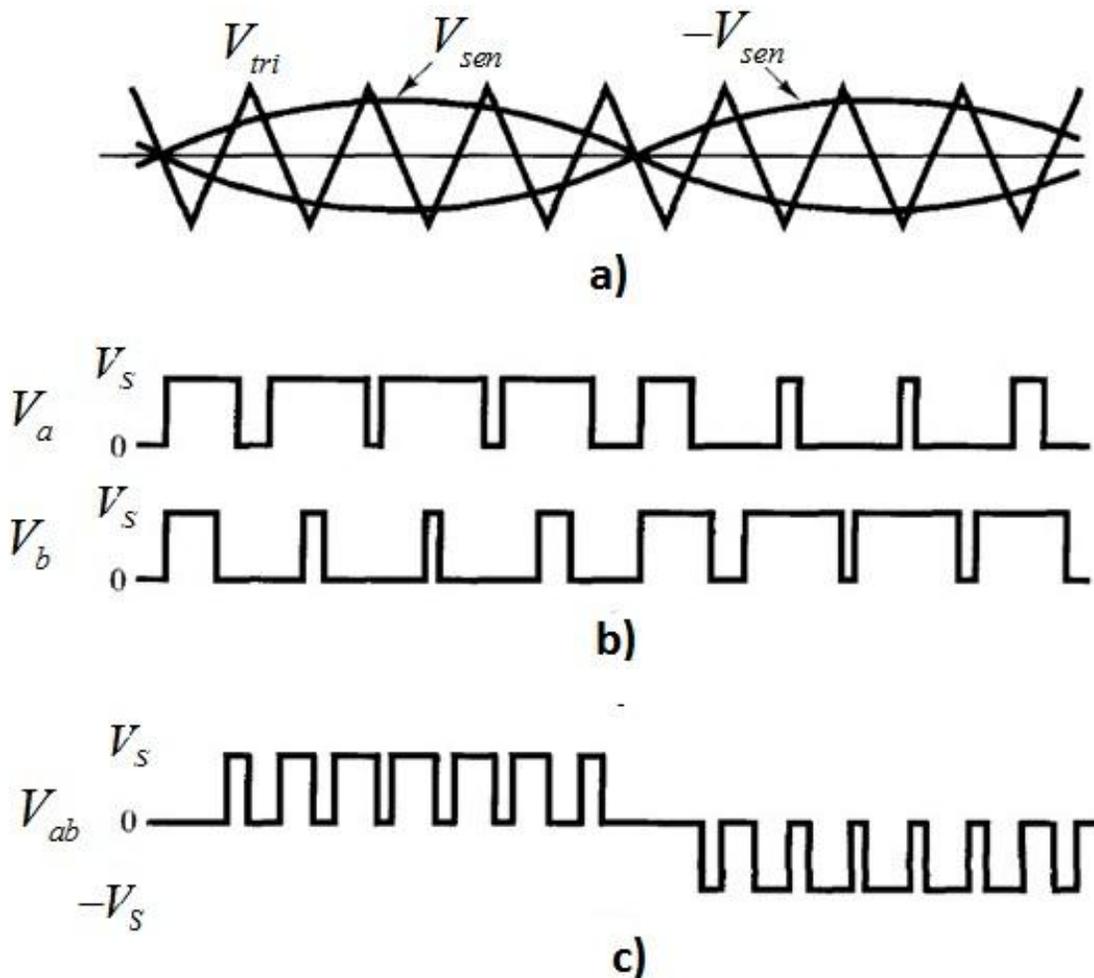


Figura 3-13 Formas de onda de las señales de un inversor controlado bajo el esquema de conmutación SPWM unipolar a) Señales de referencia [ $V_{sen}$  y  $-V_{sen}$ ] y señal de conmutación [ $V_{tri}$ ], b) Formas de onda tomadas en los puntos  $V_a$  y  $V_b$  respectivamente, c) Señal de salida del inversor.

### 3.4.5 Parámetros de modulación y consideraciones respecto a la modulación por ancho de pulso sinusoidal (SPWM)

Es posible demostrar que la forma de onda salida de un inversor que trabaja bajo el esquema de SPWM se puede expresar como una función desarrollada en sus términos de serie de Fourier la cual depende de ciertos parámetros que se han establecido. La variación controlada de estos parámetros nos permite ajustar las características de la onda de salida. Asimismo existen algunas consideraciones eléctricas importantes que deben tomarse en cuenta al usar un inversor de este tipo.

- a) **Índice de modulación de frecuencia  $m_f$**  : La componente fundamental de la serie de Fourier expandida de la señal de salida tiene una frecuencia igual a la señal de referencia  $V_{sen}$  (o también  $-V_{sen}$ ), es decir  $f_o$ . La señal de salida contiene armónicas en la frecuencia de conmutación  $f_c$  en sus múltiplos ( $2f_c, 3f_c$  ...etc.) y alrededor de la frecuencia de conmutación y sus múltiplos. Dado que estos armónicos se encuentran en frecuencia relativamente altas con respecto a la componente fundamental es posible eliminarlos fácilmente mediante un filtro paso-bajas. El índice de modulación de frecuencia se define como la razón entre la frecuencia de conmutación y la frecuencia de referencia, es decir:

Ecuación 3.17

$$m_f = \frac{f_{Vtri}}{f_{Vsen}} = \frac{f_o}{f_c}$$

Al aumentar el índice de modulación  $m_f$  se incrementa la frecuencia a la cual aparecen los armónicos sin embargo al mismo tiempo se incrementan las pérdidas por conmutación en el inversor debido al aumento en la frecuencia de la señal de conmutación.

- b) **Índice de modulación de amplitud  $m_A$**  : Se define como la relación de las amplitudes de la señal de referencia y la señal de conmutación, es decir:

Ecuación 3.18

$$m_A = \frac{V_{referencia}}{V_{conmutación}} = \frac{V_{sen}}{V_{tri}}$$

Para cuando  $m \leq 1$  la amplitud de la componente fundamental de salida  $V_1$  varía de forma lineal en proporción a  $m_A$  de manera que:

Ecuación 3.19

$$V_1 = m_A V_S$$

De acuerdo a la expresión anterior es posible ajustar la amplitud de la componente fundamental de salida variando el parámetro  $m_A$  lo cual resulta importante para el caso en que se trabaje con fuentes de tensión continua sin regular ya que el valor de  $m_A$  se puede controlar de manera que compense las variaciones de la fuente y permita obtener una salida de amplitud constante. Es posible usar valores de  $m_A$  superiores a 1 sin embargo la relación entre las amplitudes deja de ser lineal.

### 3.4.6 Inversores de onda senoidal pura

Como se mencionó en apartados anteriores los inversores de onda senoidal pura tienen como característica principal su bajo índice de distorsión armónica lo cual implica que su salida representa de manera fiel una senoidal prácticamente ideal. Dichos inversores utilizan filtros a su salida y técnicas de reducción de armónicos para lograr ese objetivo. Aquí se listan brevemente algunas de las topologías que utilizan esta clase de inversores:

- **Inversores con esquema PWM:** Estos inversores utilizan alguno de los distintos esquemas de modulación por ancho de pulso para crear una salida con cierto grado de distorsión armónica, la calidad de la misma corresponderá a la técnica empleada para sintetizar la onda de salida. Dentro de lo posible se utilizan técnicas de eliminación de los armónicos más cercanos a la fundamental y se utiliza un filtro sintonizado a la salida del inversor para eliminar el resto de los armónicos espurios y obtener así una señal de salida de alta calidad. Para el caso de los inversores de aplicación fotovoltaica se utiliza comúnmente el esquema SPWM o alguna de sus variantes.
- **Inversores multinivel:** El concepto de los inversores multinivel consiste en utilizar varios elementos de conmutación en serie o interruptores con un número determinado de fuentes de CD para realizar la conversión de CD a CA mediante la síntesis de una forma de onda escalonada. Para aplicaciones fotovoltaicas dichas fuentes de CD corresponden a cada uno de los paneles solares con los que se cuenta. La conmutación de los elementos permite la adición en serie de las distintas fuentes de CD para así crear los distintos escalones y obtener una forma de onda de CA de mayor voltaje. Tienen la ventaja de contar con un bajo índice de THD sin embargo utilizan un mayor número de elementos de conmutación para su operación con respecto a otros tipos de inversores. Estos inversores también pueden utilizar esquemas de síntesis mediante PWM para reducir los armónicos innecesarios a su salida.

- **Inversores resonantes:** Esta clase de inversores basan su funcionamiento en la conexión, ya sea en serie o en paralelo, de redes con elementos capacitivos e inductivos con la carga. Se aprovechan las características resonantes de dichas redes, en especial el cruce por cero de la corriente en los elementos para activar y desactivar los elementos de conmutación, permitiendo así disminuir las pérdidas de potencia producidas por la conmutación de dichos elementos. Debido a la naturaleza de dichos circuitos resonantes se obtiene también una forma de onda de salida con un bajo índice de THD.

### 3.5 Medidor de consumo bidireccional

En este apartado se hará énfasis en los medidores watt-hora monofásicos que solo miden potencia activa. Éste tipo de medidores miden en realidad el **consumo**; que es el producto de la potencia por la unidad de tiempo, que en este caso particular es el Watt-hora (Wh). En los sistemas fotovoltaicos interconectados a la red suministradora es necesario el uso de éste elemento, ya que así es posible medir cuanta energía ha sido entregada a la red.

#### 3.5.1 Medidor watt-hora mecánico

La bobina de corriente se conecta en serie con la línea y la bobina de voltaje se conecta en paralelo con la línea. Ambas bobinas son enrolladas en un núcleo metálico con un diseño especial, de donde se obtienen dos circuitos magnéticos. Un disco ligero de aluminio se suspende en el entrehierro del campo de la bobina de corriente, el cual produce corrientes de Foucault o parásitas que circulan por el disco, tal como se muestra en la Figura 3-14.

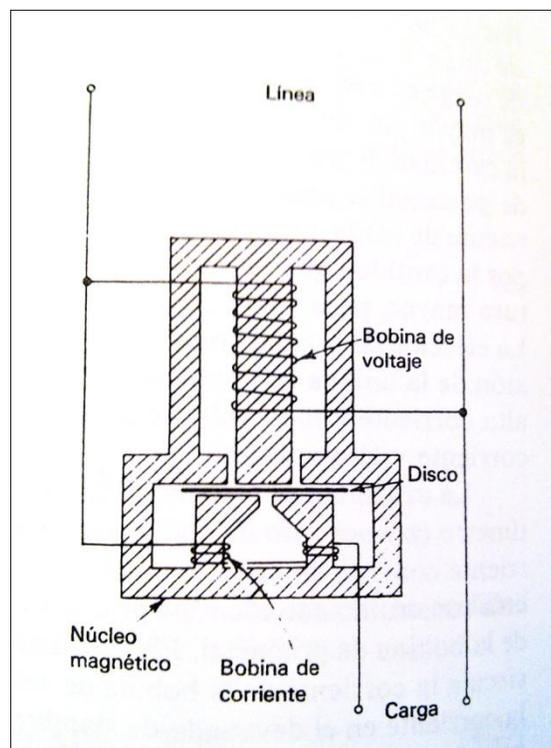


Figura 3-14 Elementos del medidor Watt-hora monofásico

La reacción de las corrientes parásitas y el campo de la bobina de voltaje crean un par en el disco, haciendo que éste gire. El par desarrollado es proporcional a la intensidad de campo de la bobina de voltaje y las corrientes inducidas en el disco, la cual es función de la intensidad de campo de la bobina de corriente. El número de vueltas del disco es proporcional a la energía consumida por la carga en un determinado tiempo y se mide en términos de kilowatts-hora (kWh). El eje que soporta al disco de aluminio se conecta por medio de un arreglo de engranes a un mecanismo de relojería situado junto a la carátula del medidor; esto proporciona una lectura calibrada en forma decimal del número de kWh.

Dos pequeños imanes permanentes proporcionan el amortiguamiento del disco. Se localizan de forma opuesta en el borde del disco. Cuando el disco gira, dichos imanes inducen una corriente. Esta corriente inducida por los campos magnéticos de los pequeños imanes permanentes amortigua el movimiento del disco. Tal como se muestra en la Figura 3-15.

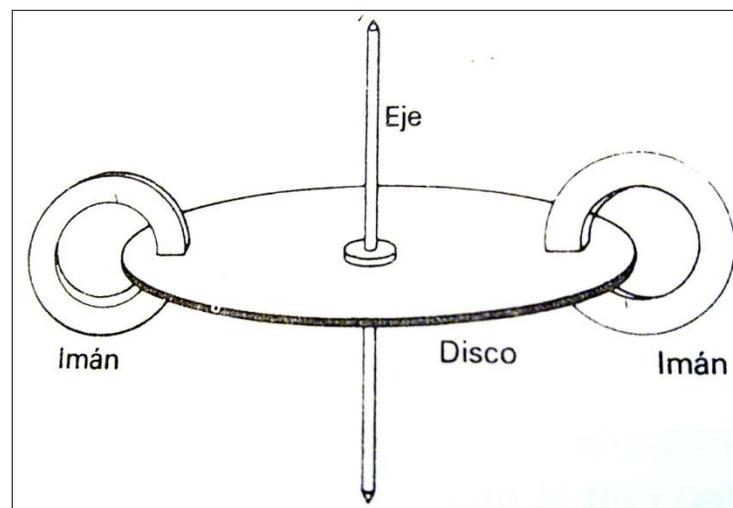


Figura 3-15 Imanes para el amortiguamiento del disco

Bajo el principio de funcionamiento el disco puede girar en ambos sentidos, lo que hace que éste tipo de medidores sean bidireccionales. Esta característica se ve limitada por el mecanismo de las manecillas, ya que éstas no giran en sentido contrario. Para que sea totalmente bidireccional es necesario un mecanismo especial para que funcione en ambos sentidos. El medidor que comúnmente se utiliza es el mostrado en la Figura 3-16.



Figura 3-16 Medidor electromecánico de consumo eléctrico

### 3.5.2 Watthorímetro electrónico

Para algunos de los esquemas de generación analizados en el presente trabajo se vuelve de suma importancia hablar de la exactitud de las mediciones del consumo de energía total del usuario, en especial en el caso de que el usuario se encuentre dentro del esquema de pago por consumo neto, en el cual el cobro de energía consumida durante el periodo, depende de la cantidad de energía que la red eléctrica convencional haya suministrado al usuario y de la cantidad de energía que el usuario haya suministrado hacia la red suministradora. Dado lo anterior es razonable que se requiera no sólo un grado de exactitud mayor en las mediciones de consumo energético sino que también se requiera de la implementación de nuevas funcionalidades de medición que permitan un control de la calidad de la energía suministrada por ambas partes, (el usuario y la red eléctrica) además de otras funcionalidades que permitan la medición remota del consumo de energía. La electrónica moderna ha permitido la construcción de watthorímetros digitales que cuentan con una exactitud de  $\pm 0.2\%$  y cuyo diseño permite no sólo la medición del consumo de energía sino además de otros parámetros de la calidad de la energía como el factor de potencia, potencia real y reactiva y registro de consumo entre otros además de incorporar nuevas funcionalidades que permiten una comunicación entre la compañía suministradora y el usuario.

La mayoría de los watthorímetros electrónicos utilizan para su funcionamiento, ya sea el procesamiento analógico de señales o procesamiento digital. El procesamiento de las señales se refiere al filtrado y multiplicación de los valores instantáneos de corriente y voltaje para la posterior extracción la información necesaria para medir el consumo y otros parámetros de la energía consumida. Para el caso de los watthorímetros que procesan las señales de manera analógica se utilizan multiplicadores de efecto Hall o de transconductancia para realizar el producto de las señales de corriente y voltaje, su funcionamiento a grandes rasgos se describe en la Figura 3-17.

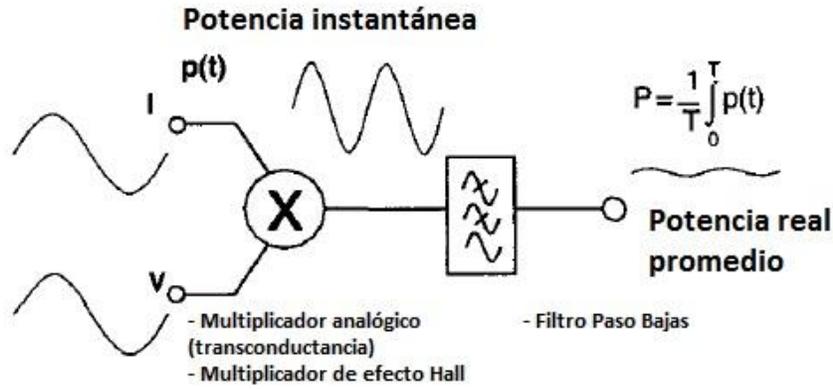


Figura 3-17 Principio de funcionamiento del medidor de consumo

Los wathhorímetros digitales por su parte utilizan convertidores analógico-digitales (ADC por sus siglas en ingles) para sondear las señales de corriente y voltaje y obtener así un valor digital de las mismas. Una vez con dicha información se utilizan circuitos digitales como microprocesadores o procesadores digitales de señales (DSP por sus siglas en ingles) para realizar el tratamiento de las señales. El diagrama a bloques de un wathhorímetro electrónico digital se puede apreciar en la Figura 3-18.

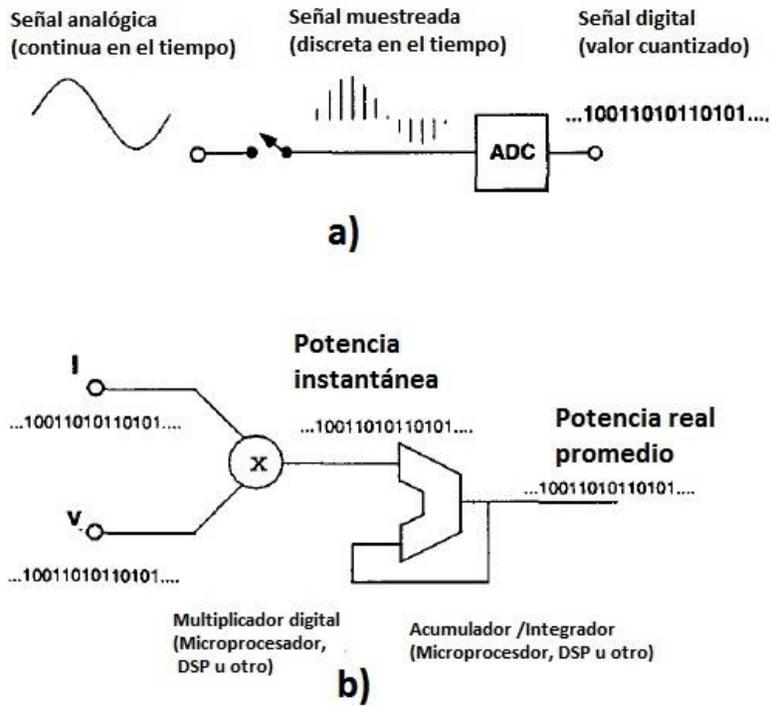


Figura 3-18 Wathhorímetro digital

En la actualidad se prefiere el uso de los wathorímetro electrónicos digitales debido a que ofrecen una mayor flexibilidad para ser reconfigurados o actualizados además de su menor costo y mayor escala de integración.

Una vez convertidos en una señal digital las formas de onda de voltaje y corriente pueden ser multiplicadas, filtradas e integradas para obtener los parámetros que se requieran por el medidor. En la Figura 3-18 se muestran los bloques básicos de construcción de un wathorímetro electrónico digital de arquitectura genérica.

En el diagrama se pueden apreciar las señales de entrada del wathorímetro, en este caso las señales de corriente y voltaje, las cuales son convertidas mediante transductores a señales equivalentes de voltaje para que sean manejables para los convertidores analógico-digitales. Una vez obtenido el valor digital de las mismas son procesadas mediante circuitos digitales para extraer la información necesaria (potencia activa, reactiva, valores RMS, etc.) Asimismo es necesario un módulo de memoria no volátil para almacenar la información necesaria como coeficientes de calibración, registros de consumo de energía y el código del programa que utilizara el medidor. También es necesario un módulo monitoreo de la fuente de alimentación del medidor y un temporizador de supervisión del programa (watchdog) para asegurar un correcto funcionamiento del medidor, especialmente cuando este se conecta o se desconecta de la fuente de alimentación. El medidor cuenta también con una pantalla para mostrar la información de consumo al usuario. Se pueden añadir módulos de comunicación a la construcción del medidor para implementar funciones de lectura automática remota (AMR por sus siglas en inglés).

Como se mencionó anteriormente los circuitos digitales se encargan del procesamiento de las señales cuantizadas de entrada pudiendo integrarse a la arquitectura del medidor un microprocesador o más frecuentemente un DSP. En ambos casos se requiere que el diseñador del medidor escriba el software necesario para extraer la información requerida de las señales.

El diseño modular del wathorímetro permite actualizaciones de software “en sitio” para añadir nuevas funcionalidades al medidor, además es posible utilizar los módulos de procesamiento digital, ya sea el microprocesador o el DSP, para manejar las funcionalidades extras que pudiera implementar el medidor como comunicación con la empresa suministradora de energía y módulos de prepago, como se muestra en la Figura 3-19.

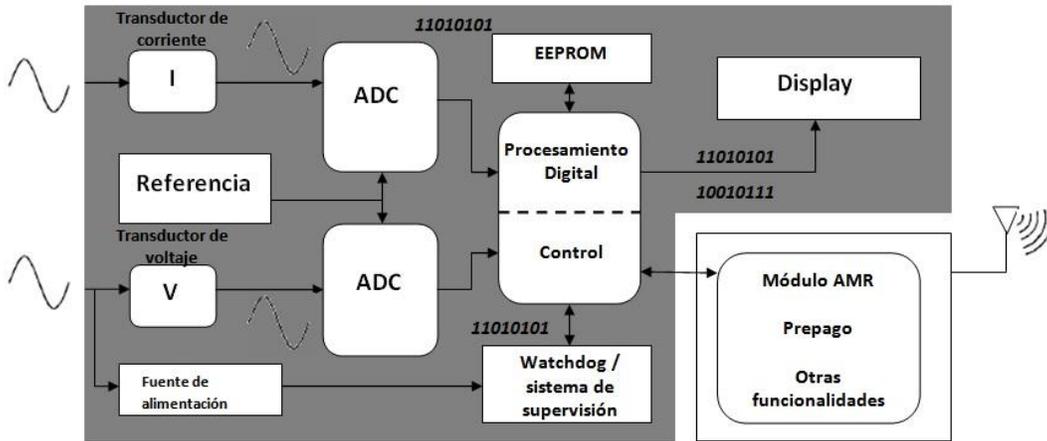


Figura 3-19 Diagrama de bloques de un wathorímetro digital

### 3.6 Dimensionamiento del sistema

Para el correcto diseño de un sistema de generación eléctrica basado en celdas fotovoltaicas, es necesario considerar; en primer lugar las especificaciones a cumplir de acuerdo a las cargas que estén conectadas al sistema de generación y a la aplicación en el sistema. Para el caso del presente trabajo se considerará la aplicación de uso residencial; ya sea en aquellas que operen de forma aislada o en forma conjunta con la red suministradora.

Cabe destacar que una buena manera de reducir la carga a suministrar y por tanto los costos, se debe tener un uso eficiente de la energía. Al hacer un mejor uso de la energía en el hogar, es posible reducir costos. Esto depende tanto de los hábitos de consumo como del uso de equipos eficientes.

Se presenta aquí una metodología general de diseño para un sistema de generación con respaldo de baterías. Dicha metodología se puede aplicar con las pertinentes modificaciones para el resto de las configuraciones de sistemas de generación que se estudian en el presente trabajo.

#### 3.6.1 Determinación de la carga promedio

Una vez establecido que el sistema de generación será utilizado en aplicaciones residenciales, lo siguiente es delimitar las cargas que alimentará el sistema y establecer los requerimientos de energía de dichas cargas a fin de asegurarse que el diseño del sistema sea capaz de satisfacer dichos requerimientos. Una metodología de pasos sugeridos para esto se presenta a continuación:

- Identificar las cargas conectadas al sistema de generación: será necesario determinar si todo el suministro eléctrico de la residencia será proporcionado por el sistema fotovoltaico o sólo ciertas aplicaciones serán conectadas al sistema
- Determinar la demanda de energía de la carga: se procede a identificar los requerimientos de energía de cada carga de acuerdo a su voltaje, corriente y potencia

de operación, así como del tiempo promedio de uso diario. En el caso en que las cargas tengan un esquema de uso diferente de acuerdo a los meses o temporadas del año esto se deberá tomar en cuenta para la determinación de la demanda promedio diaria. Para las aplicaciones residenciales se asume que todas las cargas conectadas al sistema operan con CA, sin embargo es posible conectar cargas en CD.

- Calcular los amperes-hora (Ah) y el esquema de horas de uso diarias para cada carga y obtener la demanda total sumando todas las cargas.
- Calcular la corriente de entrada de CD al inversor en Ah la cual se puede obtener de la potencia de entrada en CD del inversor. La potencia de entrada de CD se puede obtener dividiendo la potencia total requerida en CA entre la eficiencia de inversor, es decir:

**Ecuación 3.20**

$$\frac{\text{Potencia total en CA}}{\text{Eficiencia del inversor}} = \text{Potencia total en CD}$$

- Tomar en cuenta las pérdidas en el cableado y las pérdidas debido a la eficiencia de carga y descarga de las baterías para obtener la demanda total corregida en Ah. Esto es:

**Ecuación 3.21**

$$\frac{\left( \frac{\text{Demanda total en CD}}{\text{Factor de eficiencia por pérdidas en el cableado}} \right)}{\text{Factor de eficiencia debido a las baterías}} = \text{Demanda total corregida en CD}$$

La demanda total corregida representa la cantidad de energía en Ah que deben entregar las baterías para poder alimentar las cargas conectadas al sistema, asumiendo que la configuración del sistema de generación usa baterías.

### 3.6.2 Determinación del banco de baterías

Una vez obtenida la demanda total de energía es necesario pasar al diseño del banco de baterías. La capacidad que será necesario instalar estará determinada principalmente por la demanda total de las cargas y la localidad en la cual será instalado el sistema de generación. Como regla general los lugares con mayores valores de irradiación solar necesitan una menor cantidad de baterías instaladas. Una metodología sugerida para determinar la capacidad del banco de baterías requerida se presenta a continuación:

- Determinar el número de días de almacenamiento requeridos: para el caso de aplicaciones residenciales se puede considerar la gran mayoría de las cargas como no críticas (es decir cuya disponibilidad requerida es menor al 95% del tiempo) y por lo tanto se puede aplicar la expresión siguiente para calcular el tiempo de almacenamiento que deberá proporcionar el banco.

### Ecuación 3.22

$$\text{Días de almacenamiento requeridos} = -0.48T_{\min} + 4.58$$

Donde  $T_{\min}$  representa el menor número de horas pico de Sol mensuales para la inclinación seleccionada del arreglo fotovoltaico, es decir para el mes que el arreglo recibe la menor cantidad de insolación directa. Este valor puede ser ajustado a discreción en caso de que existan variaciones notables de la demanda de energía de acuerdo a la temporada del año. Los valores de insolación directa mensuales para diferentes localidades pueden ser encontrados en diversos manuales de instalaciones fotovoltaicas.

- Calcular la capacidad de almacenamiento de energía requerida en Ah: Esto se logra mediante la aplicación de la siguiente expresión:

### Ecuación 3.23

$$\text{Capacidad requerida en Ah} = (\text{Demanda total corregida en CD})(\text{Días de almac. requerido})$$

- Fijar el valor del nivel de descarga máximo permitido para las baterías: el valor a fijar depende en gran medida del tipo de química de las baterías que se planeen utilizar, de ponderaciones de tipo económico y del tiempo de vida esperado de las baterías. Por lo general las baterías más costosas son capaces de soportar ciclos de descarga más profundos sin acortar la vida de la batería.
- Determinar si es necesario aplicar factores de corrección adicionales a la capacidad del banco debido a los efectos de la temperatura o a la tasa de descarga. También es necesario realizar ajustes en caso de que la corriente de carga proveniente del arreglo exceda la tasa de carga nominal especificada para las baterías.
- Dividir la capacidad corregida del banco entre la capacidad nominal de la batería seleccionada. A criterio del diseñador el valor obtenido puede ser redondeado hacia arriba o hacia abajo. El resultado es el número de baterías que contendrá el banco.

### 3.6.3 Determinación de la capacidad del arreglo fotovoltaico

Una vez que se ha determinado la demanda total corregida en CD que requieren las baterías para poder alimentar las cargas conectadas al sistema, es necesario determinar las dimensiones necesarias del arreglo, así como la orientación adecuada para optimizar el diseño del sistema:

- Determinar el ángulo de inclinación adecuado que reduzca la corriente que debe suministrar el arreglo: el hacer esto permite optimizar el diseño asegurando que el arreglo elegido es capaz de suministrar la corriente necesaria durante el o los meses de menor irradiación y además permite elegir el arreglo de menor tamaño posible para cumplir con la demanda total del sistema.

- Para cada mes del año es necesario calcular la corriente de diseño para cada uno de los ángulos que se incluirán en el estudio. La corriente de diseño se calcula usando la demanda total corregida en CD para el mes correspondiente y el valor de horas pico de sol por día para el mismo mes, utilizando el ángulo para el cual se desea calcular la corriente; esto es:

**Ecuación 3.24**

$$\text{Corriente de diseño} = \frac{\text{Demanda total corregida en CD para el mes}}{\text{Horas pico de sol diarias promedio para el mes}}$$

Esto se tabula para todos los meses del año para cada ángulo de inclinación a estudiar

- Determinar la corriente máxima de diseño para cada ángulo de inclinación y elegir el ángulo para el cual dicha corriente sea la mínima de entre todos los ángulos. El valor resultante es la corriente de diseño óptima.
- Ajustar la corriente de diseño por un factor de degradación debido al polvo y suciedad acumulada sobre los paneles durante su uso y debido al deterioro de los paneles por envejecimiento. Un factor de 0.9 es comúnmente utilizado en estos casos, es decir:

**Ecuación 3.25**

$$\text{Corriente de diseño óptima corregida} = \frac{\text{Corriente de diseño óptima}}{\text{Factor de ajuste}}$$

- Seleccionar un módulo fotovoltaico de la gama comercial ofrecida que sea capaz de trabajar adecuadamente bajo las condiciones de temperatura y de intensidad luminosa de la localidad de instalación del sistema. Asimismo revisar las características eléctricas para verificar que los módulos sean adecuados para la instalación, en especial la corriente nominal de salida y el voltaje de salida a máxima potencia.
- Determinar el número de módulos necesarios en paralelo dividiendo la corriente de diseño óptima corregida entre la corriente nominal de salida del módulo seleccionado.

**Ecuación 3.26**

$$\# \text{ Módulos en paralelo} = \frac{\text{Corriente de diseño óptima corregida}}{\text{Corriente nominal de salida del módulo}}$$

- Determinar el número de módulos necesarios en serie dividiendo el voltaje nominal de trabajo del sistema entre el menor voltaje de trabajo al cual se anticipa que trabajaran los módulos.

**Ecuación 3.27**

$$\# \text{ Módulos en serie} = \frac{\text{Voltaje nominal de trabajo del sistema}}{\text{Menor voltaje anticipado de trabajo de los módulos}}$$

- El número total de módulos será la multiplicación del número de paneles en paralelo por el número de paneles en serie.

También es recomendable analizar las opciones de diseño del arreglo de paneles de acuerdo a su viabilidad económica ya que puede ser posible que dos configuraciones de arreglos tengan rendimientos similares y uno de ellos sea más factible de adquirir en términos económicos.

## Capítulo 4 Análisis de las configuraciones propuestas para sistemas fotovoltaicos en el sector doméstico

Existen distintos tipos de configuraciones para sistemas fotovoltaicos, desde la utilización de otras fuentes generadoras para crear híbridos, hasta la utilización directa de la celda fotovoltaica a la carga. Para definir los alcances de este capítulo tenemos que considerar que está dedicada al sector doméstico; donde las cargas están diseñadas para las características con las que la compañía suministradora entrega la energía (tensión y frecuencia son dos de las características principales que nos interesan). Al tener en cuenta estos factores, definiremos el alcance de éste capítulo, donde se analizará al sistema fotovoltaico como isla generadora o conectado a la red suministradora para entregar a la red excedentes de energía. Se analizarán este tipo de sistemas fotovoltaicos desde un punto de vista meramente descriptivo haciendo notar las ventajas y desventajas que éstos presenten en las distintas configuraciones propuestas.

### 4.1 Isla generadora

El esquema básico para este tipo de sistema tiene los siguientes elementos principales:

- Paneles o arreglo fotovoltaico
- Controlador de carga de baterías
- Baterías
- Inversor

La idea es alimentar una carga sin necesidad de tener alguna otra alimentación externa como la red eléctrica o alguna especie de generador. Además de que la carga no recibirá energía de alguna otra fuente, solamente del sistema fotovoltaico.

Para este sistema, como isla generadora, se llevará a cabo el análisis con baterías y sin baterías.

#### 4.1.1 Con baterías

Este sistema es uno de los más comunes, donde se alimentan cargas en corriente alterna. Los elementos son los que se muestran en la Figura 4-1.

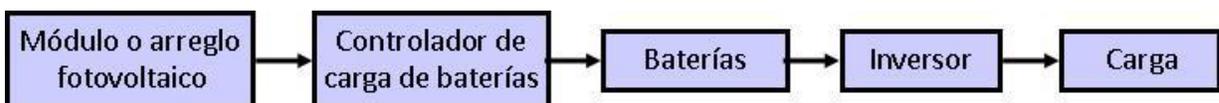


Figura 4-1 Elementos básicos del sistema fotovoltaico con baterías

Como se puede observar el sistema está compuesto por cuatro de los elementos analizados en el Capítulo 3; que son: módulo o arreglo fotovoltaico, controlador de carga de batería e inversor. Éste sistema nos asegura que tendremos en la carga las características necesarias, como lo son voltaje y frecuencia, como ésta las requiere.

Esta configuración se utiliza cuando se requiere alimentar cargas cuya disponibilidad debe superar el 99% de tiempo. Para lo cual se utiliza el banco de baterías que respalda el suministro de energía eléctrica en los casos en que el arreglo fotovoltaico no puede suministrar la energía necesaria. Para esta configuración se considera que el sistema no se encuentra interconectado a la red suministradora de manera que toda la demanda de energía recae en los arreglos fotovoltaicos y el banco de baterías.

Esta configuración es notablemente más robusta debido al banco de baterías, el controlador de carga así como los elementos de protección y conmutación necesarios para la interconexión de los elementos del sistema. Las cargas del sistema pueden ser de DC o AC en cuyo caso se requiere de un inversor adecuado. Por lo regular el controlador de carga incluye elementos de supervisión del sistema y elementos de conmutación que eligen el suministro de energía (arreglo fotovoltaico o baterías) en base al estado del arreglo y al estado de las baterías.

#### 4.1.2 Sin baterías

El sistema básico es como se muestra en la Figura 4-2:

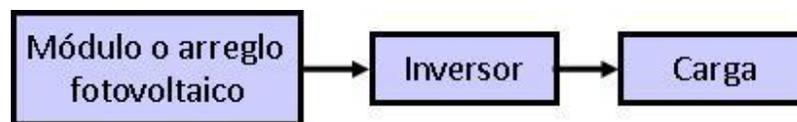


Figura 4-2 Elementos básicos del sistema fotovoltaico sin baterías

Es un sistema en realidad muy sencillo con solo dos elementos mencionados en el Capítulo 3. Esta clase de configuración se utiliza por lo regular en aplicaciones cuya disponibilidad no es crítica, ya que la falta de respaldo del suministro eléctrico reduce de manera drástica el tiempo efectivo de operación del sistema, además de hacerlo completamente dependiente de las condiciones de irradiación solar. La simplicidad del sistema así como el reducido número de componentes que requiere para operar es una de las grandes ventajas de esta configuración debido a su bajo costo de adquisición y fácil instalación.

El sistema se compone únicamente del arreglo fotovoltaico que suministrará toda la energía a las cargas. Las cargas del sistema pueden operar en DC o en AC. En el caso de que las cargas se alimenten con corriente alterna es necesario contar con un inversor de voltaje que cumpla los requerimientos mínimos para las cargas especificadas. En ambos casos es necesario tomar en cuenta el voltaje mínimo de operación del inversor y/o de las cargas en DC así como la potencia total que demandan las cargas para asegurar que el arreglo fotovoltaico es capaz de cumplir dichos requerimientos cuando existan condiciones de irradiación favorables.

Ya que esta configuración no interactúa con la red suministradora es posible utilizar un inversor simple de onda senoidal modificada para reducir el costo del sistema (sólo si la aplicación lo permite, de lo contrario deberá utilizarse un inversor de onda senoidal pura)

Aunque no es necesario para el funcionamiento del sistema, se puede instalar un módulo de control para monitorear el estado del sistema.

Cabe mencionar que esta configuración a menudo se combina con otras fuentes generadoras, ya sean renovables o no, especialmente con generadores eólicos o generadores a base de gas natural o gasolina con lo cual se satisface la demanda de energía en aquellas situaciones cuando no exista suficiente irradiación para energizar las cargas.

### **4.1.3 Comparativa entre los dos sistemas**

A continuación se hará un análisis de ambos sistemas con sus ventajas y desventajas.

#### **4.1.3.1 A nivel sistema**

El hecho de que se tengan baterías permite al sistema funcionar cuando los módulos fotovoltaicos no generan energía (en ausencia de Sol). Por lo tanto, es un sistema autosuficiente que puede tener una continuidad de servicio eléctrico en cualquier momento.

Ya que el sistema sin baterías requiere menos elementos, será menos costoso que teniendo baterías, ya que al eliminar baterías nos quitamos el costo de las baterías y del controlador de carga de baterías.

#### **4.1.3.2 Módulo o arreglo fotovoltaico**

Dependiendo el caso, se instalará un módulo o un arreglo dependiendo la capacidad de potencia que se requiera. Para éste análisis se tomará en cuenta que se tendrá un voltaje fijo, que será el que entregue un solo módulo. Para el arreglo se conectarán en paralelo, tratando de obtener la mayor cantidad de corriente posible.

Para ambos sistemas, el módulo o arreglo fotovoltaico, es igual a sabiendas que no generará cuando no existe radiación alguna. El dimensionamiento de éste elemento depende totalmente de la carga a alimentar.

#### **4.1.3.3 Controlador de carga de baterías**

Al no tener baterías no es necesario el uso de éste dispositivo; el sistema se vuelve más sencillo de usar y de instalar y menos costoso.

#### **4.1.3.4 Baterías**

La decisión de incluir o no las baterías dentro del sistema depende de la aplicación. En el sistema donde no existe manera de almacenar energía, solo podrá ser usado siempre y cuando haya radiación incidente sobre las celdas fotovoltaicas, de otra manera el sistema queda inutilizado. En cambio cuando existen baterías dentro del sistema, la energía estará disponible cuando haya ausencia de radiación sobre las celdas fotovoltaicas.

Se debe hacer notar que para que las baterías puedan almacenar energía, las celdas fotovoltaicas deben tener mayor capacidad que la que va a requerir la carga. Esto con el fin de que haya suficiente energía para alimentar tanto a la carga como a las baterías.

Dependiendo de la aplicación se deben considerar los costos, ya que si se pretende alimentar una carga durante la presencia del Sol, no será necesario el almacenamiento de energía.

#### **4.1.3.5 Inversor**

Este es uno de los elementos más importantes en los sistemas fotovoltaicos ya que prácticamente todas las cargas del hogar son alimentadas en corriente alterna (independientemente de que muchos de ellos internamente funcionen con corriente directa). Éste elemento al no estar conectado a la red suministradora, en este tipo de sistemas fotovoltaicos, será menos costoso que si tuviese que estar conectado a la red suministradora. Esto se debe a que al no tener que sincronizarse con la red suministradora, los circuitos de control son más sencillos.

### **4.2 Conectado a la red suministradora**

El 28 de noviembre de 2008, se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE), donde se establece como objetivo, entre otros, regular el aprovechamiento de fuentes de energía renovables y las tecnologías limpias para generar electricidad con fines distintos a la prestación del servicio público de energía eléctrica. *(Véase Anexo 1)*.

Además el 2 de septiembre de 2009, se publicó en el DOF el Reglamento de la LAERFTE (RLAERFTE), en el que se establece que la Comisión Reguladora de Energía expedirá diversos instrumentos regulatorios para la generación renovable y la cogeneración eficiente. *(Véase Anexo 2)*.

Mediante Resolución RES/176/2007 de fecha 7 de junio de 2007, la Comisión Reguladora de Energía aprobó el Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Solar a Pequeña Escala. *(Véase Anexo 3)*.

Se deben destacar las siguientes cláusulas en el Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Solar a Pequeña Escala:

- En su cláusula quinta, usuarios con servicio de uso residencial está permitido como máximo 10 kW de potencia instalada en uso sistema fotovoltaico.
- En su cláusula séptima, los medidores y los equipos de medición a ser usados para medir la energía entregada por el generador al suministrador y la que entregue el suministrador al generador serán instalados por el suministrador a costa del generador. Los medidores a instalar tendrán la capacidad de efectuar la medición neta entre la energía eléctrica entregada por el Suministrador y la energía eléctrica entregada por el

generador al suministrador. En razón de ello, el generador únicamente pagará la diferencia entre el costo del equipo necesario para realizar la medición neta y el costo del equipo convencional que instalaría el suministrador para la entrega de energía eléctrica que corresponda.

- En su cláusula novena, para fines de facturación, el consumo de kWh del generador, se determinará como la diferencia entre la energía eléctrica entregada por el suministrador y la entregada por el generador al suministrador.

Cuando la diferencia sea negativa, se considerará como un crédito a favor del generador que podrá ser compensado dentro del periodo de 12 meses siguientes. De no efectuarse la compensación en ese periodo, el crédito será cancelado y el generador renuncia a cualquier pago por este concepto.

Cuando la diferencia sea positiva, se considerará como un crédito a favor del suministrador y se facturará en la tarifa aplicable según el contrato mencionado en la cláusula octava.

Teniendo en cuenta todos los lineamientos del Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Solar a Pequeña Escala, se puede hacer uso de un sistema fotovoltaico conectado a la red suministradora con un medidor bidireccional.

Esta configuración requiere que el sistema esté conectado a la red suministradora y presenta algunas características que lo hacen atractivo en términos económicos para el usuario. En este caso las cargas son alimentadas utilizando la energía generada por los arreglos fotovoltaicos y en caso de ser necesario se complementa utilizando la energía de la red suministradora. Durante horas de baja demanda por lo general el sistema provee energía a la red suministradora mientras que en periodos de alta demanda es la red suministradora la que provee de energía al sistema. El consumo neto por parte del usuario se calcula como una diferencia entre la energía recibida de la red suministradora y la energía entregada por parte del sistema hacia la misma. Dependiendo del esquema de cobro adoptado por la compañía suministradora puede existir alguna bonificación por unidad de energía (kWh) aportada hacia la red suministradora.

En el caso de México y de acuerdo a los lineamientos contenidos en el Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Solar a Pequeña Escala no existe dicha bonificación y el consumo neto que el usuario paga a la compañía (o tenga como crédito en caso de que la diferencia resulte negativa) suministradora (en este caso CFE), es la diferencia entre la energía recibida por medio de la red utilitaria controlada por CFE y la energía aportada por medio del sistema de generación eléctrica solar del usuario a la red suministradora.

Dado que el sistema de generación se encuentra se encuentra conectado y operando de manera conjunta con la red suministradora, por lo general la compañía suministradora requiere que la calidad de la energía aportada hacia la red por parte del sistema de generación del

usuario cumpla con ciertos requisitos de calidad de la energía. Para cumplir con lo anterior se requiere de componentes más robustos y con más funcionalidades en el sistema de generación, en especial el inversor, los sistemas de monitoreo del sistema (que en la mayor parte de los casos se encuentran integrados en el controlador de carga) y algunos componentes de protección y conmutación.

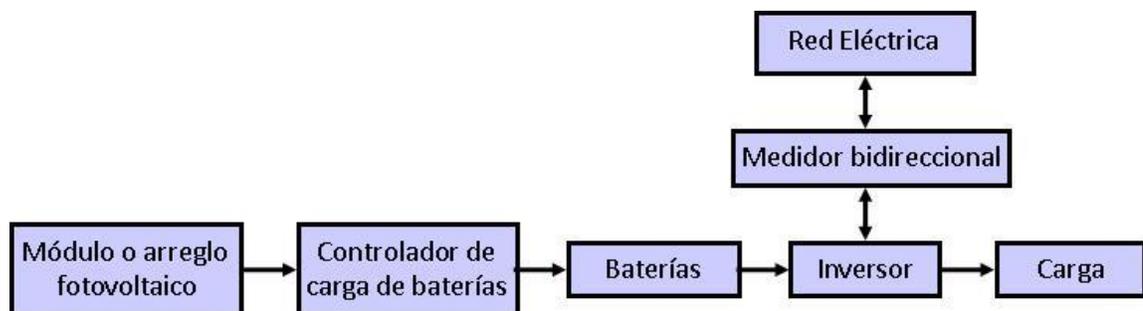
Con base en lo anterior CFE establece las especificaciones técnicas requeridas para la interconexión de esta clase de sistemas de generación fotovoltaica con el sistema eléctrico nacional en el documento “Requisitos técnicos para la interconexión de fuentes distribuidas de generación en pequeña escala” (Véase Anexo 4). En dicho documento se detallan los requerimientos de control y protección con los cuales debe contar el sistema de generación para garantizar que la energía producida por el mismo tiene la calidad adecuada para ser vendida hacia el sistema eléctrico nacional. También se detallan en el documento las condiciones bajo las cuales el sistema de generación deberá de salir de operación y volver a reconectarse en caso de fallas o perturbaciones en la red de distribución.

El esquema básico para este tipo de sistema tiene los siguientes elementos principales:

- Paneles o arreglo fotovoltaico
- Controlador de carga de baterías
- Baterías (puede o no llevarlas el sistema, dependiendo de los requerimientos del usuario)
- Inversor
- Medidor bidireccional

#### 4.2.1 Con baterías

El sistema se conforma de la siguiente manera:



Como se puede observar el sistema tiene todos los elementos mencionados en el Capítulo 3. Éste sistema es muy completo y dependiendo de la capacidad instalada será capaz de entregar energía a la red suministradora.

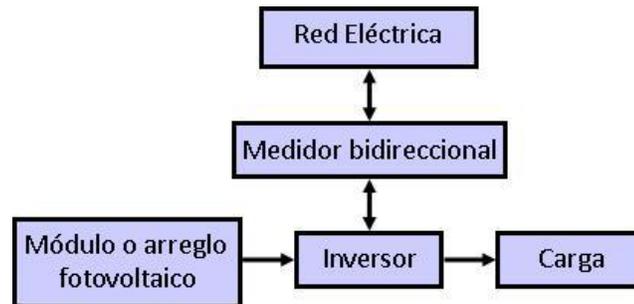
Esta configuración cuenta además con las ventajas de tener un banco de baterías. El banco puede ser utilizado como respaldo de energía en caso de que la red utilitaria sufra algún fallo que imposibilite el suministro eléctrico a la residencia en cuyo caso entrará en

operación el suministro de las baterías para satisfacer la demanda de energía. Esto es especialmente útil para aquellas aplicaciones residenciales que se consideren críticas o como forma de protección ante los fallos en el suministro eléctrico.

Adicionalmente es posible utilizar el banco de baterías como forma de almacenamiento de la energía no aprovechada proveniente del arreglo en periodos de poca demanda de energía y/o de gran irradiación solar aunque cabe señalar que por lo regular esta última posibilidad se utiliza de forma infrecuente ya que por lo general se prefiere aprovechar dicha energía entregándola hacia la red utilitaria local. Sin embargo existen casos en que resulta eléctricamente más eficiente transferir dicha energía al banco, y se pueda tener cierta independencia de la red suministradora cuando ésta, debido a fallas, no pueda entregar energía en la noche.

#### 4.2.2 Sin baterías

El arreglo del sistema es el siguiente:



Es un sistema sencillo que depende totalmente de la incidencia del Sol. En ausencia de radiación solar la red suministradora se encargará de alimentar a la carga.

#### 4.2.3 Comparativa entre los dos sistemas

A continuación se hará un análisis de ambos sistemas con sus ventajas y desventajas.

##### 4.2.3.1 A nivel sistema

El sistema con baterías tiene la ventaja de que se puede utilizar cuando no exista la incidencia del Sol en las celdas fotovoltaicas. Además cuando las baterías estén completamente cargadas la energía excedente será enviada a la red suministradora. Al contar con un medidor bidireccional, la energía tomada de la red suministradora se restará de la energía entregada a la red. Lo que dependiendo la aplicación y manera de uso de la energía podríamos tener una compensación económica al dejar de pagar cierta cantidad de energía de la red suministradora. Lo que nos podría ayudar a tener un menor tiempo de recuperación de la inversión en el sistema fotovoltaico.

El sistema sin baterías es mucho más barato que el sistema con baterías, debido a la ausencia del controlador de baterías y las mismas baterías. Éste tipo de sistema, dependiendo como sea usado tendrá la ventaja que durante el día entregará energía a la

carga o a la red suministradora. Pero durante la noche será forzoso el uso de la energía de la red suministradora. Si consideramos que durante la noche se tiene un buen uso de la carga, mientras que en el día casi no se utiliza energía para la carga, podríamos considerar que habrá una compensación de energía utilizada de la red suministradora y el sistema fotovoltaico. Además al no hacer uso de las baterías reducimos el impacto al medio ambiente que éstas puedan producir al ser desechadas.

Si tomamos en cuenta la cláusula novena del Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Solar a Pequeña Escala, ya que la razón entre la energía entregada y absorbida a la red suministradora es uno a uno, podríamos decir que tenemos baterías virtuales en la misma red suministradora. Ya que si durante el día entregamos excedentes a la red tendremos saldo a favor, y al utilizar la energía de la red suministradora durante la noche tomaremos energía de las baterías virtuales. Como si hiciésemos un depósito en el banco.

#### **4.2.3.2 Módulo o arreglo fotovoltaico**

Para este tipo de sistemas se deben tener en cuenta algunos aspectos adicionales para calcular la cantidad promedio de energía que puede suministrar el arreglo. En principio debe tomarse en cuenta la potencia total que es capaz de suministrar el arreglo y posteriormente multiplicarla por la cantidad promedio de insolación diaria para obtener la potencia promedio generada por el arreglo diariamente [kWh/día] con lo cual fácilmente se puede convertir a otras unidades multiplicando por el tiempo correspondiente. Dado lo anterior se pueden hacer proyecciones de la cantidad de energía entregada hacia el arreglo para fines de análisis económico y para dimensionar correctamente el arreglo de acuerdo a las necesidades del usuario. Es necesario tomar en cuenta que de la cantidad obtenida anteriormente alrededor del 70% de la misma es entregada hacia la red utilitaria y el resto se consume en pérdidas en el inversor, los módulos y el cableado.

#### **4.2.3.3 Controlador de carga de baterías**

En este tipo de sistemas es muy importante este elemento cuando existen baterías, ya que de este dispositivo dependerá cuanta energía se enviará a la red suministradora y cuanta a las baterías. Una vez cargadas las baterías el excedente de energía se irá a la red suministradora.

Nuevamente la ventaja de no tener baterías en este sistema fotovoltaico, es que no será necesario el controlador de las baterías y por lo tanto será más barato el sistema.

#### **4.2.3.4 Baterías**

Al concebir éste tipo de sistema como un banco de energía, es cierto que al no tener baterías es más barato el sistema pero con la desventaja de que en la noche no se tendrá generación de energía y por lo tanto se depende totalmente de la continuidad del

servicio de la red suministradora. Al tener baterías se puede decir que tenemos independencia total de la red suministradora a cambio de un mayor costo.

#### 4.2.3.5 Inversor

El inversor en este sistema debe cumplir con ciertas características para entregar la energía tal como lo exige la compañía suministradora. Por lo regular entre dichos requisitos está un porcentaje muy bajo de distorsión armónica total en la señal de salida, sincronización en fase con la señal presente en la red suministradora y un estricto control de la frecuencia y voltaje de salida del inversor para que estos parámetros sean lo más apegados posibles a los de la red. El grado de exigencia de estos parámetros varía de acuerdo a los lineamientos que establezca el contrato de interconexión. Para satisfacer dichos lineamientos se requiere el uso de inversores de onda senoidal pura que además incluyan funcionalidades adicionales que permitan conocer las características de la señal presente en la red suministradora para poder empatar la forma de onda de salida de inversor con dicha señal. Este tipo de inversores son de mayor costo debido a los circuitos de control y monitoreo que utilizan.

De acuerdo a los lineamientos contenidos en el documento “Requisitos técnicos para la interconexión de fuentes distribuidas de generación en pequeña escala” (véase Anexo 4) CFE establece los parámetros con los que han de cumplir dichos inversores, ya que, como se ha señalado, son estos dispositivos los que cumplen las funciones de control y supervisión de la energía entregada al sistema en interconexión.

En dicho documento se establecen las protecciones y condiciones de operación que han de cumplir los dispositivos, a saber:

- Sincronía: Establece que el sistema de generación interconectado a la red de suministro de CFE no deberá causar una variación de tensión mayor al  $\pm 5\%$  en el punto de interconexión, es decir, que la señal de tensión de salida que proporciona el sistema de generación interconectado se encuentre en fase con la señal de tensión de la red suministradora.
- Protección por sobre voltaje y bajo voltaje: Establece los límites de tensión, tanto por bajo voltaje y sobre voltaje, a los cuales el sistema de generación deberá desconectarse de la red suministradora de CFE, así como los tiempos máximos de desconexión permitidos.
- Límites de operación en frecuencia: De manera similar al punto anterior indica los límites de frecuencia en los cuales puede operar el sistema de generación interconectado antes de salir de operación, así como los tiempos máximos de desconexión.

- Protección contra operación en isla: Establece que el sistema de generación interconectado deberá desconectarse de la red de distribución de CFE en caso de falla en el suministro eléctrico para evitar la operación en isla

#### **4.2.3.6 Medidor bidireccional**

Si queremos estar conectados a la red suministradora vale la pena invertir en este elemento. Nótese que no es necesario para el funcionamiento del sistema. Al tener este elemento y haciendo un contrato especial con la compañía suministradora vale la pena, ya que así al tener excedentes se reducirá el costo de la facturación por kWh consumido.

Además cabe destacar que en cuanto al “Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Solar a Pequeña Escala”, en el servicio residencial no es tan exigente como en el de media escala. Por lo tanto es mucho más sencillo cumplir con los lineamientos técnicos que la compañía suministradora exija.

## Capítulo 5 Análisis de rentabilidad

Se deben buscar estrategias para que este tipo de generación de energía sea aceptada por el público en general, no solo en la industria, sino en los hogares. Cabe destacar que éste tipo de sistemas puede ser viable para todo tipo de consumidor; siempre y cuando se tenga el espacio suficiente para la instalación del equipo. Por lo tanto hay que delimitar que es lo que se va a analizar.

Ciertamente existen muchos sectores a los cuales este tipo de sistemas son aplicables, pero debemos de ver la manera de que sea atractivo y rentable. En nuestro caso se analizará únicamente el sector doméstico, tomando en cuenta el factor del espacio, se contemplará solo casa-habitación unifamiliar ya que en el caso de departamentos, no hay el espacio suficiente.

Por lo tanto, lo que definirá el costo de cada watt que genere el sistema fotovoltaico se definirá por las tarifas domésticas. Este estudio se hará bajo las tarifas que la Secretaría de Energía (SE) fija y como compañía suministradora será la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Éste estudio se realizará para el área metropolitana del centro del país. Por lo que sólo tomaremos Tarifa 1 y Tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC).

### 5.1 Tarifas

#### 5.1.1 Tarifa 1

Estos son los lineamientos que hace CFE:

##### 1. Aplicación

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la Tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda.

Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicárseles ninguna otra tarifa de uso general.

##### 2. Cuotas aplicables

- a. Cargos por energía consumida, para consumos de hasta 140 (ciento cuarenta) kilowatts-hora.
  - i. Consumo básico: \$ por cada uno de los primeros 75 (setenta y cinco) kilowatts-hora.
  - ii. Consumo intermedio: \$ por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.
- b. Cargos por energía consumida, para consumos mayores de 140 (ciento cuarenta) kilowatts-hora.
  - i. Consumo básico: \$ por cada uno de los primeros 75 (setenta y cinco) kilowatts-hora.

- ii. Consumo intermedio: \$ por cada uno de los siguientes 50 (cincuenta) kilowatts-hora adicional a los anteriores.
- iii. Consumo excedente: \$ por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

### 3. Mínimo mensual

El equivalente a 25 (veinticinco) kilowatts-hora.

### 4. Depósito de garantía

El importe que resulte de aplicar el cargo por energía del consumo básico del numeral 2 a los consumos mensuales que se indican, según los casos:

100 (cien) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 1 hilo de corriente.

300 (trescientos) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 2 hilos de corriente.

350 (trescientos cincuenta) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 3 hilos de corriente.

En el caso de los servicios con facturación bimestral, el depósito de garantía será dos veces el importe que resulte de aplicar lo anterior.

#### 5.1.1.1 Cuotas aplicables<sup>6</sup>

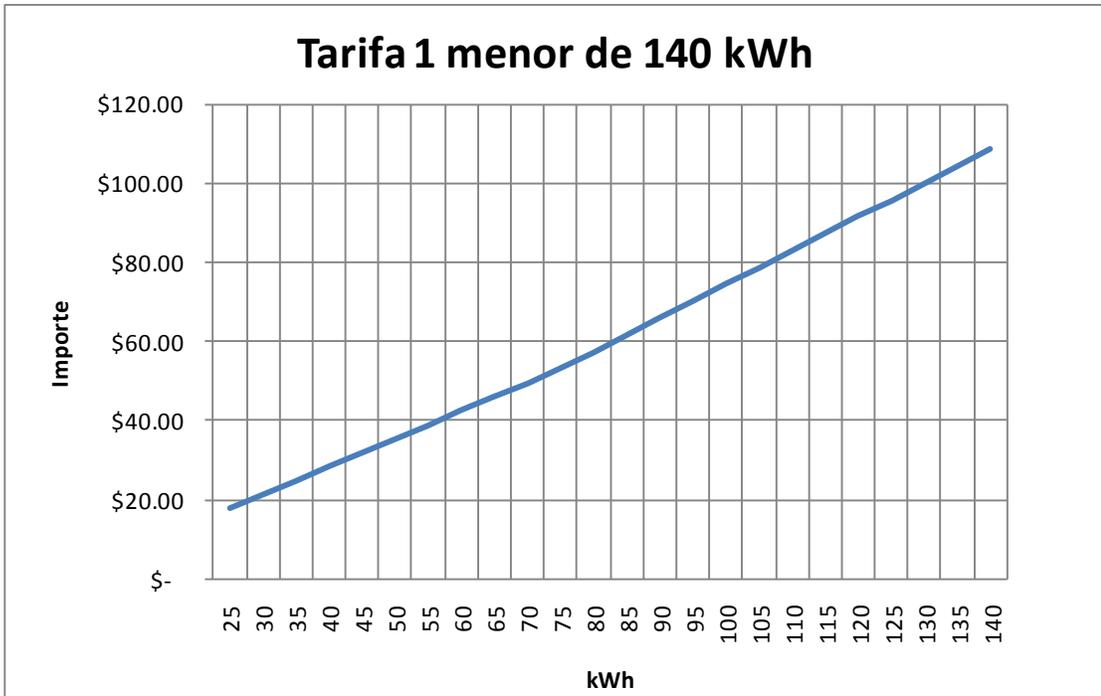
Esta tarifa se divide en dos rubros:

- Consumo menor a 140 kWh
  - Consumo básico (hasta 75 kWh)
    - Precio por kWh \$0.709 M.N.
  - Consumo adicional (más de 75 kWh)
    - Precio por kWh \$0.852 M.N.
- Consumo mayor a 140 kWh
  - Consumo básico (hasta 75 kWh)
    - Precio por kWh \$0.709 M.N.
  - Consumo intermedio (siguientes 50 kWh)
    - Precio por kWh \$1.181 M.N.
  - Consumo excedente (consumo mayor de 125 kWh)
    - Precio por kWh \$2.497 M.N.

Las tarifas se comportan como lo muestran las siguientes gráficas:

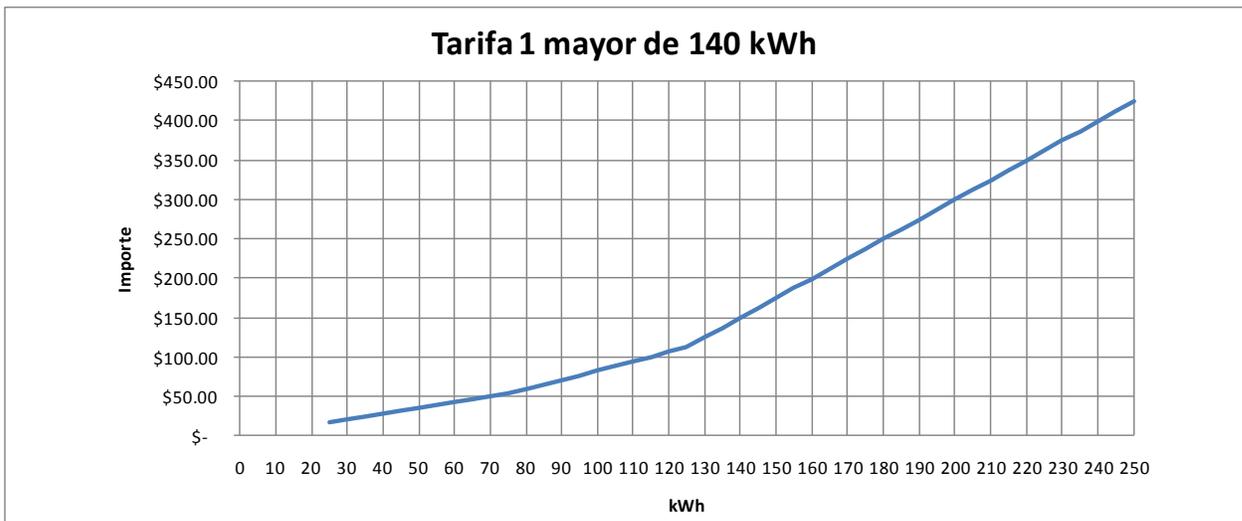
---

<sup>6</sup> Cuotas aplicables hasta diciembre de 2010



**Gráfica 5-1 Comportamiento de la tarifa 1, consumo menor a 140 kWh**

Como se observa en la gráfica existe un cambio de pendiente después de los 75 kWh, eso quiere decir que se ha aumentado el precio del kWh. Ésta tarifa sólo cubre hasta los 140 kWh.



**Gráfica 5-2 Comportamiento de la tarifa 1, consumo mayor a 140 kWh**

Como se puede observar se tienen dos cambios de pendientes, a 75 kWh y 125 kWh. Lo que nos quiere decir que al aumentar la pendiente mayor será el costo del kWh.

## 5.1.2 Tarifa DAC

Estos son los lineamientos que hace CFE:

### 1. Aplicación

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, considerada de alto consumo o que por las características del servicio así se requiera.

### 2. Alto consumo

Se considera que un servicio es de alto consumo cuando registra un consumo mensual promedio superior al límite de alto consumo definido para su localidad.

### 3. Consumo mensual promedio

El consumo mensual promedio registrado por el usuario se determinará con el promedio móvil del consumo durante los últimos 12 meses.

### 4. Límite de alto consumo

El límite de alto consumo se define para cada localidad en función de la tarifa en la que se encuentre clasificada:

Tarifa 1: 250 (doscientos cincuenta) kWh/mes

### 5. Temporada de Verano

El verano es el periodo que comprende los seis meses consecutivos más cálidos del año, los cuales serán fijados por el suministrador de acuerdo con los reportes elaborados por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales y que se detallan para cada una de las tarifas en el presente Acuerdo.

### 6. Cuotas aplicables

Para nuestro caso será la región central y consta de los siguientes conceptos:

Región	Cargo fijo	Cargo por energía consumida (\$/kWh)
Central	\$/mes	

### 7. Mínimo mensual

El cargo fijo, más el equivalente de 25 (veinticinco) kilowatts-hora.

### 8. Consumo mensual promedio menor al nivel de alto consumo

Cuando el usuario mantenga un Consumo Mensual Promedio inferior al Límite de Alto Consumo fijado para su localidad, el suministrador aplicará la Tarifa de Servicio Doméstico correspondiente.

## 9. Depósito de garantía

El Depósito de Garantía deberá cubrir el importe establecido en la tarifa de servicio doméstico correspondiente a la localidad.

## 10. Suministro en media tensión

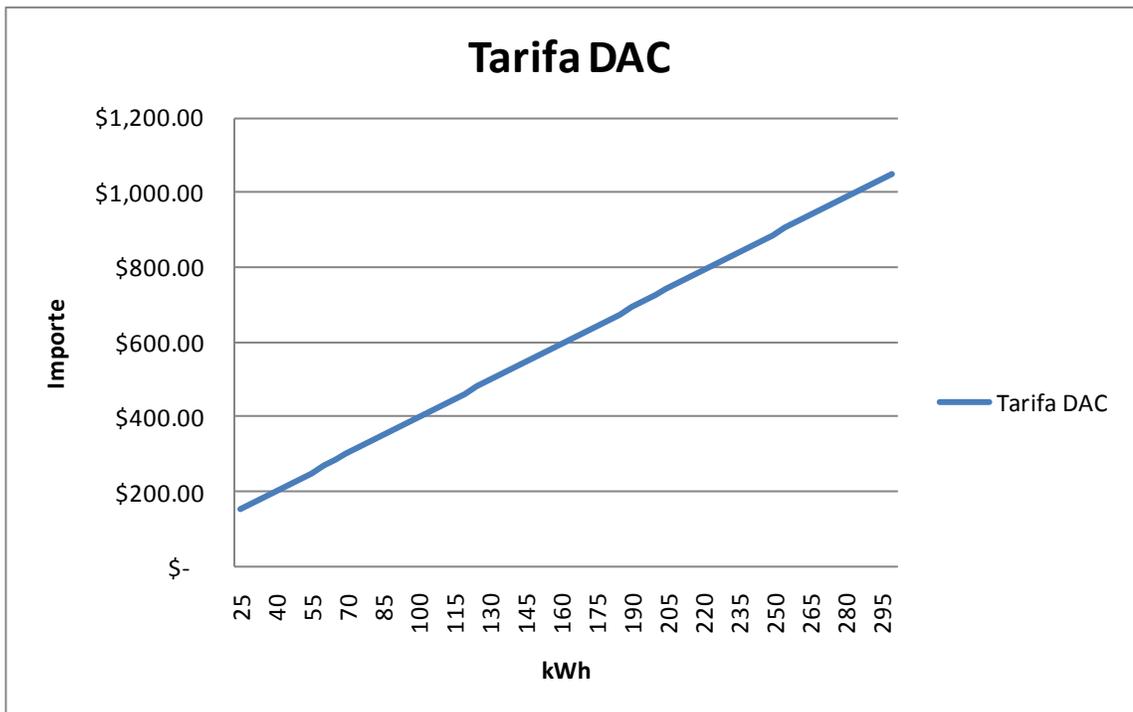
Los usuarios podrán ser suministrados en media tensión con la tarifa horaria correspondiente.

### 5.1.2.1 Cuotas aplicables<sup>7</sup>

Cuando se rebaza el consumo permitido por la Tarifa 1 se considera al usuario en Tarifa DAC (consumo mayor a 250 kWh). En esta Tarifa se encuentran los siguientes conceptos:

- Cargo fijo
  - \$71.68 M.N.
- Cargo por energía consumida
  - Precio por kWh \$3.26 M.N.

La tarifa DAC se comporta como en la siguiente gráfica:

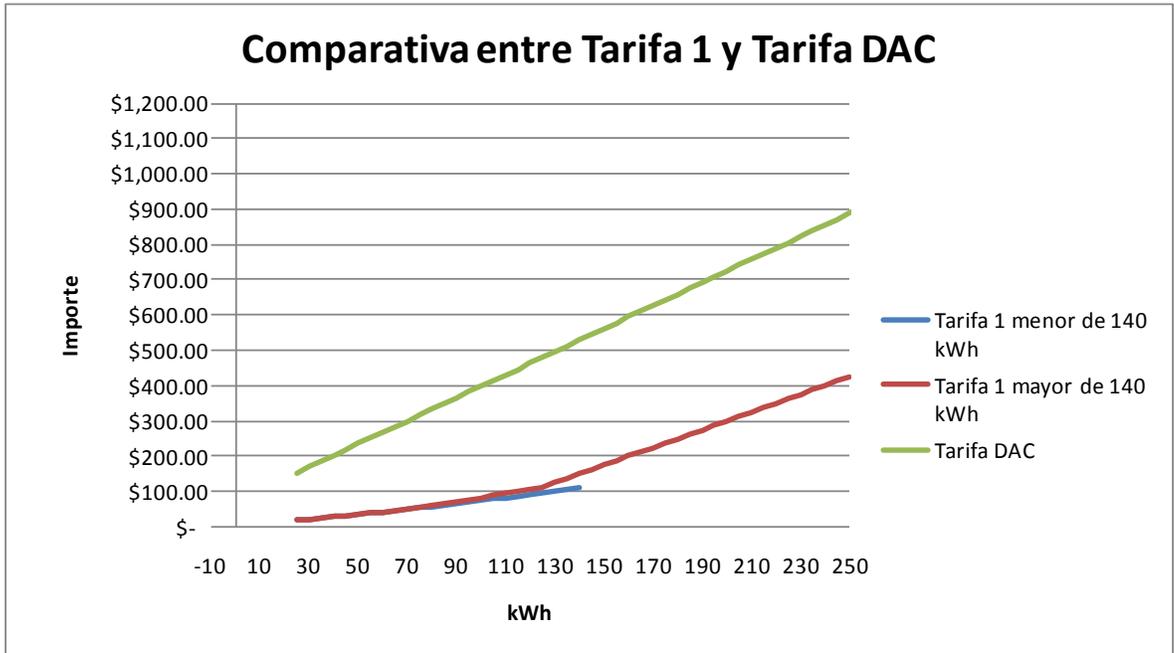


Gráfica 5-3 Comportamiento de la Tarifa DAC, consumo mayor a 250 kWh

La separación de la curva al eje de las abscisas se debe al cargo fijo.

<sup>7</sup> Cuotas aplicables hasta diciembre de 2010

### 5.1.3 Comparación entre tarifas



Gráfica 5-4 Comparativa entre Tarifa 1 y Tarifa DAC

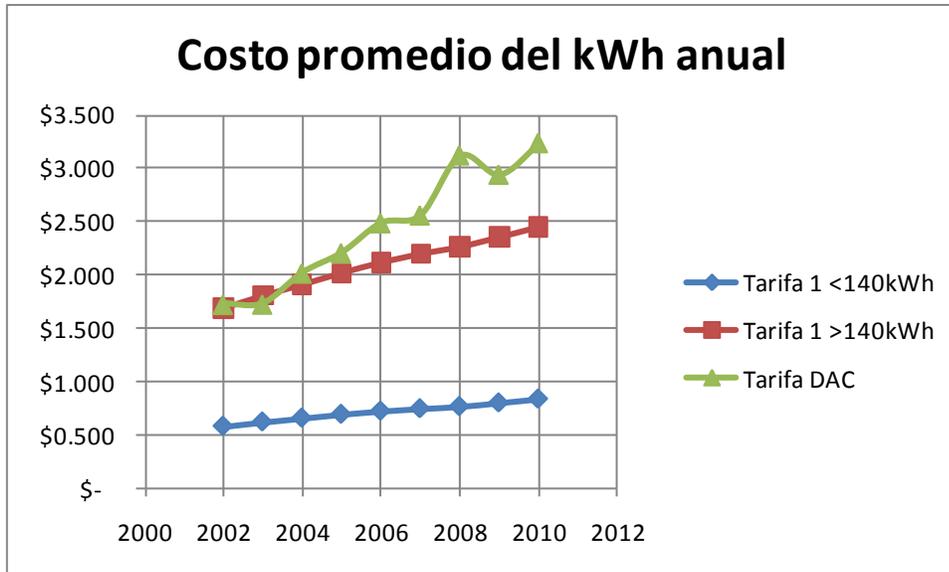
Dado que cada Tarifa depende del consumo que se tenga al finalizar cada mes, se puede observar en la gráfica la pendiente cada vez es más pronunciada conforme aumenta el consumo y cambia la Tarifa. Lo que quiere decir que si el usuario tiene un gran consumo de energía, cualquier ahorro que haga será significativo en sus costos de consumo.

### 5.1.4 Tarifas en el futuro<sup>8</sup>

Llevando a cabo un vaciado de costos de cada una de las tarifas mencionadas, se observa que aumentan los costos del kWh año con año como se muestra en la Gráfica 5-5. Donde se tiene un crecimiento a una tasa promedio anual de:

- 4.45% para la Tarifa 1, consumo menor a 140 kWh.
- 4.54% para la Tarifa 1, consumo mayor a 140 kWh.
- 7.24% para la Tarifa DAC.

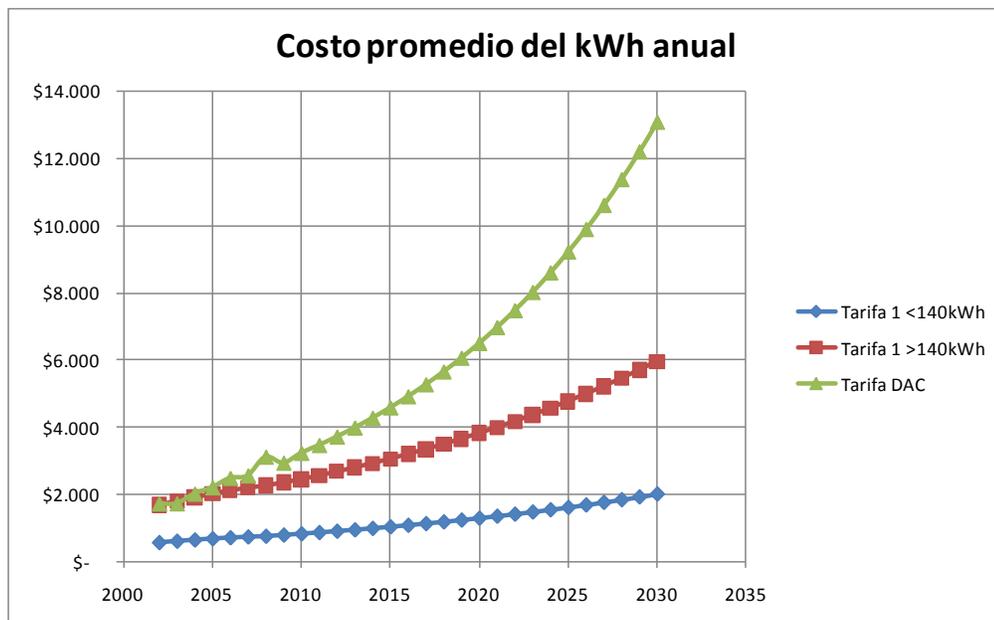
<sup>8</sup> Datos obtenidos de [www.cfe.gob.mx](http://www.cfe.gob.mx) 13/10/2010.



**Gráfica 5-5 Costo promedio del kWh anual desde el año 2002 al 2010**

Ya que los módulos fotovoltaicos tienen una vida útil de 20 años, es necesario para la planeación del sistema fotovoltaico predecir el costo del kWh. En la Gráfica 5-6 se puede observar la tendencia del aumento de costo en cada una de las Tarifas domésticas, donde los costos del kWh a 2030 se extrapolan a:

- \$1.997 M.N. para la Tarifa 1, consumo menor a 140 kWh.
- \$5.96 M.N. para la Tarifa 1, consumo mayor a 140 kWh.
- \$13.01 M.N. para la Tarifa DAC.



**Gráfica 5-6 Interpolación del costo del kWh hasta el año 2030**

## 5.2 Selección del sistema fotovoltaico

Seleccionamos la cantidad de energía que va a suministrar el sistema fotovoltaico en kWh al mes. Posteriormente obtenemos los kWh/día con la siguiente ecuación:

**Ecuación 5.1**

$$kWh/día = \frac{kWh}{30.4}$$

Posteriormente se obtiene la eficiencia total del sistema, para nuestro caso se utiliza un valor conservador de  $\eta = 0.716$  para sistemas isla con baterías y  $\eta = 0.838$  para sistemas interconectados sin baterías. Para el sistema interconectado debido al reducido número de componentes tiene menores pérdidas.

Para obtener la energía total que se va a suministrar se utiliza la siguiente ecuación:

**Ecuación 5.2**

$$kWh_{reales} = (2 - \eta) \times (kWh/día)$$

Para obtener la potencia en los módulos se utiliza la irradiación diaria promedio (IDP), para el presente documento se utilizó una IDP de 5.36<sup>9</sup>. Estos valores se obtienen de tablas en manuales acerca del tema. Con la siguiente ecuación se obtiene la potencia a usar con módulos fotovoltaicos en watts:

**Ecuación 5.3**

$$P_{mf} = \frac{kWh_{reales}}{IDP} \times 1000$$

El redondeo a los valores comerciales depende del criterio del diseñador.

Para la selección de baterías es necesario primero obtener los Ah que se requieren con la siguiente ecuación, donde se debe definir el voltaje que los módulos fotovoltaicos entregarán al sistema:

**Ecuación 5.4**

$$A_{disponibles} = \frac{P_{mf \text{ redondeado}}}{\text{Voltaje del sistema}}$$

Recordando la ecuación de la sección “3.6.2 Determinación del banco de baterías” debemos obtener los días de almacenamiento requeridos (DAR):

**Ecuación 5.5**

$$\text{Días de almacenamiento requeridos} = -0.48T_{min} + 4.58$$

---

<sup>9</sup> Mesenger, Roger A. and Ventre, Jerry. *Photovoltaic Systems Engineering*. s.l. : CRC Press, 2004. Anexo A.

Una vez obtenidos los DAR se procede a calcular los Ah que se van a requerir de las baterías:

**Ecuación 5.6**

$$Ah_{necesarios} = A_{disponibles} \times DAR$$

El redondeo al valor comercial depende del diseñador.

La selección del controlador de carga depende de muchas características ya mencionadas anteriormente, pero uno de los datos más importante que proporciona el fabricante es la capacidad de corriente en Amperes del controlador. El controlador de carga recargará las baterías en el menor tiempo posible, dependiendo también de la corriente que puedan entregar los módulos fotovoltaicos. Por ejemplo, si se tiene un arreglo fotovoltaico de 1200W, y se requiere recargar 2 baterías de 100Ah cada una. Utilizando la Ecuación 5.4 y Ecuación 5.6 respectivamente obtenemos:

$$A_{disponibles} = \frac{1200}{12} = 100 A$$

$$Ah_{necesarios} = 100 \times 2.0072 \approx 200Ah$$

Obtenidos esos datos se divide el tiempo de carga deseado para el valor de las baterías de 200 Ah:

a 5 hrs. de recarga	a 10 hrs. de recarga	a 20 hrs. de recarga
40 A	20 A	10 A

**Tabla 5-1 Capacidad del controlador de carga según el tiempo de recarga deseado**

Como se puede observar, la selección de éste dispositivo depende del tiempo al que se quiera recargar el banco de baterías y de la corriente disponible proporcionada por el arreglo fotovoltaico.

La selección del inversor depende de la potencia máxima que entregue el arreglo fotovoltaico, en el caso del sistema interconectado y del banco de baterías en el caso del sistema isla con baterías.

### 5.3 Costos y análisis mediante el método de Costos de Ciclo de vida Útil (CCVU)

El análisis mediante costos de ciclo de vida útil es un método de comparación de costos que permite evaluar inversiones o adquisiciones de equipo cuyo ciclo esperado de vida es mayor a un año. La premisa de dicho análisis consiste en obtener y sumar los costos de la adquisición, mantenimiento y costos de operación del equipo durante toda su vida esperada de trabajo, lo cual es especialmente útil para comparar distintas opciones de compra y observar cuál de ellas incurre en los menores costos totales. Para realizar lo anterior se toma en cuenta el costo presente de los productos y servicios que consiste en considerar que todos los gastos se

realizan en el presente, para lo cual se considera la tasa de descuento anual (también llamada de inversión o rendimiento) y la tasa de inflación anualizada, ambas de acuerdo a la aplicación del dinero. Esto último quiere decir que dependiendo de la aplicación a la cual está destinada la inversión se utilizaran las tasas correspondientes a dichos conceptos. En el caso del presente trabajo se utiliza como tasa de descuento la tasa de interés objetivo publicada por el Banco de México al día 15 de octubre de 2010 y como tasa de inflación la tasa de inflación promedio de la última década para productos y servicios también publicada por el Banco de México.

En el mercado existen muchos fabricantes en el sector fotovoltaico, cada uno ofrece diversas tecnologías en cada uno de los componentes que conforman todo el sistema fotovoltaico. Para nuestro fin se hizo cotizaciones con distintos proveedores para obtener tanto los componentes que se requieren al mejor precio posible. Para obtener el costo total del sistema se tomó en cuenta la carga que se deseaba satisfacer, cotizando con los valores comerciales más cercanos a los obtenidos. También se cotizó con los siguientes conceptos:

- Materiales
  - Arreglo fotovoltaico
  - Soportes del arreglo fotovoltaico
  - Controlador
  - Baterías
  - Inversor
  - Cableado y tubería
- Instalación
  - Mano de obra
  - Herramienta
  - Otros materiales
  - Transporte
- Costos indirectos
- Utilidad
- Costos de operación
  - Mantenimiento anual
  - Reemplazo de componentes

Ya que los módulos fotovoltaicos tienen una vida útil de 20 años, se planearon los costos para dicho tiempo. Los conceptos necesarios para el análisis de CCVU se describen brevemente en el siguiente apartado.

### 5.3.1 Costo de ciclo de vida útil

Para determinar los costos a futuro de nuestro sistema fotovoltaicos –sobre todo en el concepto de costos de operación- es necesario hacer un análisis del dinero en el tiempo. Existen dos fenómenos que afectan al dinero en el tiempo. La inflación ( $i$ ) es una medida del decremento del valor del dinero y la tasa de descuento ( $d$ ) es una medida financiera que se

aplica para determinar el valor actual de un pago futuro donde va relacionado con la tasa de interés.

El factor de costo presente, que no dice el valor actual de un producto que será comprado en  $n$  años, se define como:

**Ecuación 5.7**

$$Pr = \left( \frac{1+i}{1+d} \right)^n$$

Por lo tanto para determinar el costo presente de algún producto que será adquirido en  $n$  años está dado por:

**Ecuación 5.8**

$$CP = Pr \times C_0$$

Donde  $C_0$  es el costo del producto en el momento de la inversión.

El factor de costo presente acumulativo está definido por:

**Ecuación 5.9**

$$Pa = \frac{1-x^n}{1-x} = \frac{CP}{C_0}$$

Donde:

**Ecuación 5.10**

$$x = \frac{1+i}{1+d}$$

Se tiene que tomar en cuenta que para estas ecuaciones se asume que los servicios o productos del sistema son adquiridos al inicio del año. Si por el contrario se hace el cambio de equipo al final de su vida útil se utiliza la siguiente ecuación:

**Ecuación 5.11**

$$Pa_1 = xPa$$

Para obtener el costo de ciclo de vida útil (CCVU) se suman todos los costos de los equipos y materiales con su CP, para el cálculo de equipo que será cambiado e  $n$  años se calcula con la Ecuación 5.7 y para calcular el costo del mantenimiento para  $n$  años, se utiliza la Ecuación 5.11.

### 5.3.2 Costo de ciclo de vida anualizado

A veces es necesario hacer un análisis con una base anual, por lo que se puede obtener el costo ciclo de vida útil anualizado (CCVAU) de la siguiente manera:

Ecuación 5.12

$$CCVUA = \frac{CCVU}{Pa_1}$$

### 5.3.3 Costo del kWh generado

Una de las aplicaciones del CCVUA es la posibilidad de obtener el costo del kWh que genere nuestro sistema fotovoltaico, y es simplemente el CCVUA dividido entre la cantidad de energía generada al año:

Ecuación 5.13

$$$/kWh = \frac{CCVUA}{kWh/año}$$

## 5.4 CCV de los sistemas fotovoltaicos

Ya que las configuraciones de interconexión sin baterías e isla con baterías son los sistemas más accesibles económicamente, a continuación se presentan las cotizaciones de costos para diferentes capacidades de sistemas fotovoltaicos. Para ver los conceptos desglosados consultar el véase Anexo 5.

## 5.5 Metodología utilizada para el análisis económico

### a) Recopilación de información

Inicialmente se recabó información relacionada con las tarifas de energía eléctrica aplicables al sector doméstico en la zona del Valle de México ya que es el mercado de interés para las aplicaciones residenciales de generación de energía fotovoltaica presentadas en este trabajo. Se obtuvo información de las tarifas vigentes de acuerdo a los intervalos de consumo que establece CFE para este sector, en específico para Tarifa 1 y Tarifa DAC, en especial los lineamientos, costos adicionales aplicables a cada tarifa y el costo del kWh. Se realizaron gráficas comparativas entre dichas tarifas para mostrar la diferencia en el costo del kWh de acuerdo con el nivel de consumo. Asimismo se recopiló información de la inflación de los costos de la energía eléctrica para dichas tarifas en la pasada década, con el fin de realizar análisis a futuro y comparaciones con los costos de la energía entregada por los sistemas fotovoltaicos anteriormente mencionados (*Véase 5.1 Tarifas*).

Adicionalmente se recopiló información acerca de la implementación, dimensionamiento y características de los sistemas de generación fotovoltaica, datos técnicos aplicables a la zona del Valle de México y lineamientos requeridos por CFE para la interconexión de dichos sistemas al Sistema Eléctrico Nacional, misma información que está integrada en el Capítulo 3 y 4 del presente trabajo.

### b) Cotización de equipos e investigación de mercado

Consecuentemente se procedió a realizar cotizaciones del equipo necesario para la implementación de los sistemas de generación fotovoltaica. Se optó por cotizar los materiales y equipos necesarios para dos de las configuraciones de sistemas generadores presentadas en este trabajo:

- Sistema aislado con baterías
- Sistema interconectado sin baterías

Lo anterior se decidió con base en las necesidades del sector doméstico donde se requiere la disponibilidad del suministro eléctrico durante horarios nocturnos, lo cual descartó el sistema aislado sin baterías. También se descartó el análisis para el sistema interconectado con baterías ya que un simple análisis cualitativo revela que este utiliza una mayor cantidad de componentes de alto costo que los demás sistemas y aunque es una opción posible resulta económicamente incosteable comparada con los restantes dos sistemas.

Los equipos se cotizaron teniendo en mente consumos eléctricos para el sector residencial desde 10 kWh/mes pensando en que el usuario querrá abatir la energía consumida de la compañía suministradora para incluso hacer un cambio de Tarifa. Se prefirió cotizar la mayoría de los equipos en compañías distribuidoras presentes en la zona del Valle de México y Zona Metropolitana; pero también se cotizaron algunos equipos en otras entidades en cuyo caso se incorporó el costo del envío hasta el Distrito Federal. Se cotizó también equipo adicional necesario para la instalación de los sistemas de generación, como soportes y cableado.

### **c) Dimensionamiento de equipos y establecimiento de costos**

Posteriormente se procedió a tabular distintos valores de consumo en kWh/mes para el intervalo mencionado en el Inciso b) de este apartado. Se tabularon valores en incrementos de 5 kWh/mes para los valores de carga de 10 hasta 25 kWh/mes y posteriormente se tabularon incrementos de 25 kWh/mes para valores de carga 25 hasta 300 kWh/mes. Los valores de carga establecidos se pueden observar en la Tabla 5-2.

Valores de carga (kWh/mes)	Valores de carga (kWh/año)
10	120
15	180
20	240
25	300
50	600
75	900
100	1200
125	1500
150	1800
175	2100
200	2400
225	2700
250	3000
275	3300
300	3600

**Tabla 5-2 Valores de carga establecidos para el análisis en kWh/mes y kWh/año**

Una vez con dichos valores establecidos se procedió a realizar el dimensionado del sistema con base en los valores de carga diaria (kWh/día) y con las horas pico de sol promedio que recibe la zona del Valle de México. Los valores resultantes se redondean y ajustan para elegir la capacidad adecuada del arreglo fotovoltaico para cubrir dicha carga. A su vez con base en la potencia del arreglo fotovoltaico requerido se dimensionó el resto de los componentes del sistema, a saber, el inversor, y en su caso el controlador de carga y baterías (*Véase 5.2 Selección del sistema fotovoltaico*).

Una vez dimensionados los componentes activos del sistema se añadieron los costos de los componentes necesarios para la instalación (soportes, cableados, accesorios) así como los costos derivados de la instalación del sistema (mano de obra, herramienta, utilidad y costos indirectos) Para algunos de estos conceptos se establecieron porcentajes respecto al costo de los componentes principales del sistema y para otros se estableció un cargo fijo. Estos cargos son representativos y sirven como una referencia acertada para calcular el costo total de adquisición del sistema. Los costos establecidos para cada concepto se muestran en la Tabla 5-3. Los porcentajes de los conceptos de “otros materiales”, “transporte”, “costos indirectos” y “utilidad” están referenciados al costo total del material.

Concepto	Porcentaje
Cableado y tubería	5%
Mano de obra	\$500 para capacidades $\leq$ 175 kWh/mes \$1000 para capacidades $>$ 175 kWh/mes
Herramienta	5% respecto a Mano de obra
Otros Materiales	7%
Transporte	2%
Costos Indirectos	10%
Utilidad	10%

**Tabla 5-3 Porcentajes y costos fijos relacionados con la instalación del sistema**

El costo total del sistema lo integran la suma de los costos de los componentes del sistema más los costos asociados con la instalación. Esto se realizó para cada uno de los valores de carga establecidos, tanto para el sistema aislado como para el sistema interconectado, tomando en cuenta los componentes necesarios para implementar el sistema en cada caso. En total se calcularon los costos de 15 sistemas interconectados y 15 sistemas aislados.

#### **d) Obtención de los Costos de Ciclo de Vida Útil (CCVU)**

Una vez calculados los costos totales, se procedió a realizar el análisis de costos mediante el método de costos de ciclo de vida útil. Con el fin de establecer el costo total del sistema durante su ciclo de vida útil para así poder realizar un análisis económico acertado y compararlo con los costos estimados de energía eléctrica durante los próximos años.

Ya que este tipo de análisis requiere del establecimiento de precios de mantenimiento y operación se procedió a establecerlos para cada sistema. En cada caso se tomaron en cuenta las especificaciones disponibles para cada componente que integra el sistema, en especial la garantía que ofrece el fabricante sobre dichos componentes y de ser posible el tiempo esperado de vida si es que el fabricante lo proporciona. Con base en esto se propusieron los tiempos de reemplazo de los componentes del sistema que así lo requerirían durante el tiempo de vida útil del sistema, tomando como tiempo estimado de vida del sistema de generación fotovoltaico un plazo de 20 años, lo cual representa un número conservador del ciclo de vida útil de los paneles fotovoltaicos.

También se propusieron los costos de mantenimiento para cada tipo de sistema. Se estableció un costo fijo programado para visitas de mantenimiento anual para cada tipo de sistema cuyos valores se muestran en la Tabla 5-4.

Costos de mantenimiento anual	
<i>Sistema Aislado</i>	\$500.00
<i>Sistema Interconectado</i>	\$250.00

**Tabla 5-4 Costos de mantenimiento anual establecidos para cada tipo de sistema**

Una vez con estos conceptos establecidos se procedió a clasificar los costos del sistema en los siguientes rubros como los muestra la Tabla 5-5.

Rubro	Concepto	Rubro	Concepto	Rubro	Concepto
Materiales	<i>Paneles</i>	Instalación	<i>Mano de obra</i>	Costos de Operación	<i>Mantenimiento Anual</i>
	<i>Inversor</i>		<i>Herramienta</i>		<i>Reemplazos</i>
	<i>Controlador (si aplica)</i>		<i>Otros Materiales</i>		
	<i>Baterías(si aplica)</i>		<i>Transporte</i>		
	<i>Soportes</i>		<i>Costos Indirectos</i>		
	<i>Cableado y tubería</i>		<i>Utilidad</i>		

**Tabla 5-5 Clasificación de costos del sistema de generación fotovoltaica**

Utilizando el análisis de costos mediante el método de CCVU se procedió a calcular los factores de costo presente para cada una de las configuraciones de sistemas propuestas de acuerdo al tiempo establecido para el reemplazo de componentes para cada una de ellas. Una vez hecho esto se calculó el costo presente de cada uno de los reemplazos previstos. Para el caso de los costos de mantenimiento anual se utilizaron los factores de costo presente acumulativo calculados a 20 años, considerando que el mantenimiento se realiza al final de cada año de operación del sistema.

Ya calculados todos los conceptos necesarios el CCVU del sistema se integró con la suma de todos ellos. Se obtuvo el CCVU anualizado del sistema usando el factor de costo presente acumulativo a 20 años utilizando la Ecuación 5.12 y el costo por unidad de energía en kWh se obtuvo utilizando la Ecuación 5.13 y la capacidad de generación correspondiente para cada sistema. Finalmente se calcularon los porcentajes de cada concepto respecto al CCVU total de cada sistema y se condensó la información en una tabla de análisis de CCVU para cada uno de los sistemas propuestos. Dichas tablas se pueden consultar en el Anexo 5. Utilizando el costo por kWh generado se generaron gráficas comparativas de costos por unidad de energía generada respecto a la capacidad instalada de generación al mes tanto para los sistemas interconectados como para los sistemas aislados.

#### **e) Determinación de costos de acuerdo a la carga y la tarifa**

Utilizando la información recabada en el Inciso a) con respecto a las tarifas vigentes y la inflación en el precio de las mismas durante la última década; se procedió a hacer el cálculo del costo de la energía eléctrica durante los próximos 20 años considerando la inflación promedio para cada uno de los valores mostrados en la Tabla 5-6. Esto se realizó para cada una de las tarifas y en los intervalos que se muestran en la tabla a continuación.

Los intervalos de cálculo corresponden al límite máximo de consumo que se puede alcanzar en cada tarifa redondeados al nivel de tabulación superior más cercano, con excepción de la tarifa DAC cuyo límite superior será determinado por el consumo eléctrico del usuario.

Tarifa	Intervalo de cálculo
Tarifa 1 menor de 140 kWh	120 - 1800 kWh/año
Tarifa 1 mayor de 140 kWh	120 - 3000 kWh/año
Tarifa DAC	120 - 3600 kWh/año

**Tabla 5-6 Intervalos de análisis de costos de acuerdo a las tarifas aplicables**

El cálculo se realizó considerando el consumo anual y para cada año se consideró un incremento correspondiente al promedio de la inflación de la tarifa eléctrica correspondiente durante los últimos 8 años (la inflación fue calculada por separado para cada tarifa, consultar Anexo 6). Éste cálculo se realizó para los próximos 20 años en cada una de las tarifas e intervalos especificados. Finalmente se sumó el costo de cada año de consumo eléctrico y se obtuvo el costo total asociado a cada caso durante los 20 años.

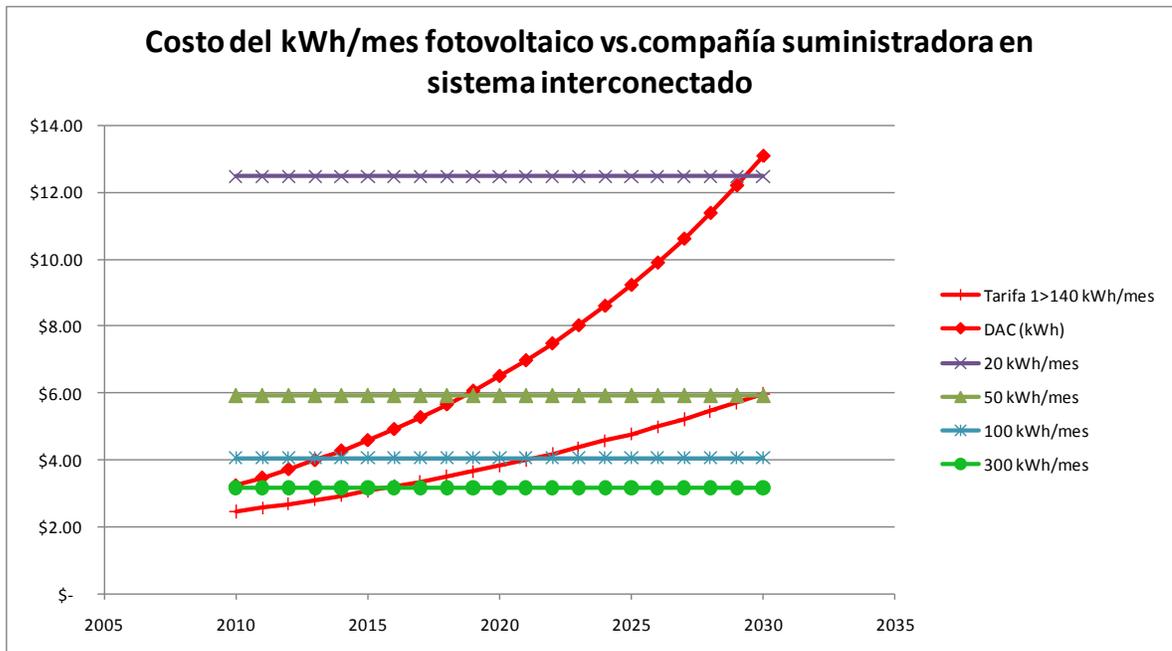
#### **f) Determinación de la rentabilidad y tiempo de retorno**

Con los datos obtenidos anteriormente se realizó una comparativa que permitiera conocer la rentabilidad de la implementación del sistema de generación fotovoltaico en cada caso. Se comparó el costo total de la energía eléctrica durante 20 años para los intervalos de carga establecidos contra el CCVU del sistema correspondiente que permitiera suministrar la misma cantidad de energía. Lo anterior se calculó para las 2 tarifas aplicables al sector doméstico en los intervalos mostrados en la Tabla 5-6.

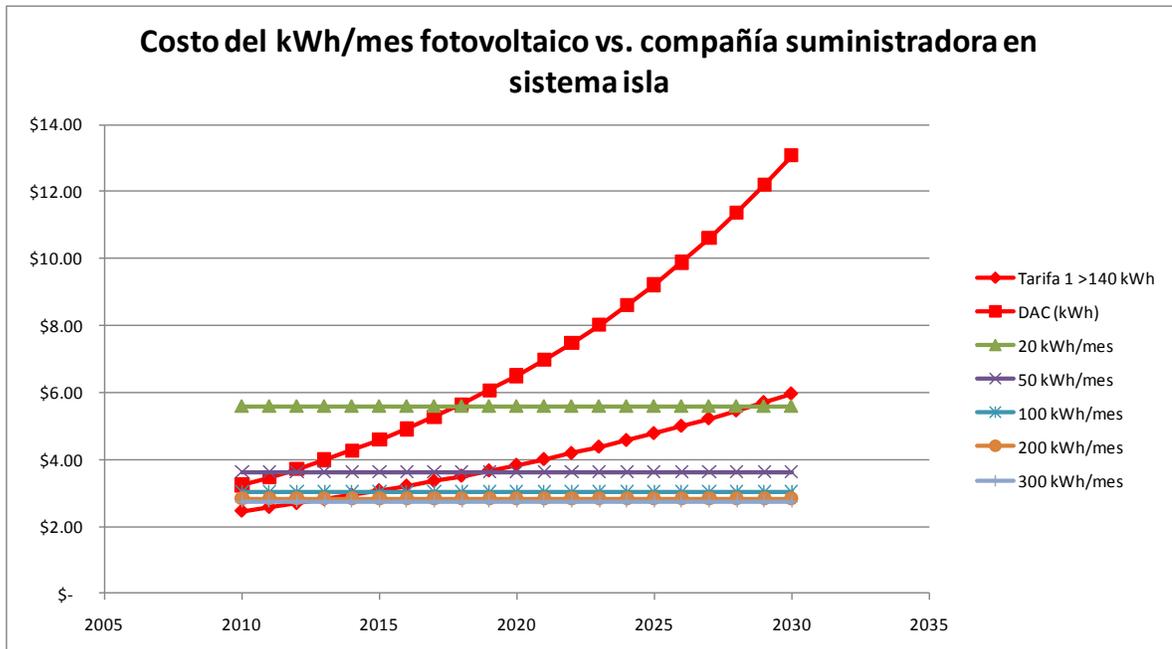
Se calculó además el tiempo de retorno de la inversión total del sistema redondeado hacia el año superior más próximo. Adicionalmente se calculó la diferencia por año y para cada caso entre el costo de la energía eléctrica suministrada por CFE y el costo de la energía suministrada anualmente por el sistema fotovoltaico. Las tablas comparativas se pueden consultar en el Anexo 6.

## Capítulo 6 Conclusiones

Como se observan los costos en el Anexo 5 y Anexo 6, la forma de hacer rentable éste tipo de sistemas es dependiendo en la tarifa en la que se encuentre el usuario. Por ejemplo, si el usuario se encuentra en la Tarifa DAC –donde el costo del kWh es más alto comparado con la Tarifa 1-, cada kWh que dejará de pagar por ser generado por el sistema fotovoltaico tendrá un peso económico, al ser comparado con la Tarifa. Se tiene que observar que el costo del kWh generado se mantendrá constante en comparación del costo del kWh que entregue la compañía suministradora a través del ciclo de vida del sistema. Al hacer esa comparación anual lo veremos reflejado en el tiempo de recuperación (Véase Tabla Anexo 8, 9,10, 17,18 y 19) donde se puede observar dependiendo de la tarifa se puede operar el sistema con pérdidas o ganancias. Debe observarse que como lo muestran las tablas de comparación de costos, la implementación de esta clase de sistemas de generación para niveles reducidos de consumo de energía, específicamente aquellos que entran dentro de Tarifa 1 < 140 kWh/mes son, hasta la fecha de publicación del presente trabajo, económicamente inviables bajo el enfoque establecido en este proyecto. Por lo que éste tipo de aplicación no es para cualquier usuario. Lo que quiere decir que entre mayor sea el consumo de energía por parte del usuario, más viable será implementar éste tipo de sistemas. Para tener una mejor idea de esto se muestran algunos ejemplos del costo en Tarifa 1 y DAC comparado con el costo de producción fotovoltaica en la Gráfica 6-1 y Gráfica 6-2.



Gráfica 6-1 Costo del kWh/mes generado vs. consumido en sistemas interconectados



**Gráfica 6-2 Costo del kWh/mes generado vs. consumido en sistemas interconectados**

Cabe mencionar que los sistemas fotovoltaicos tienen una alta inversión inicial, pero se debe tomar en cuenta que los costos de operación son muy bajos, debido a que no existen partes móviles, todo se encuentra en estado sólido por lo que el mantenimiento es poco. En especial los sistemas interconectados mostraron un costo apreciablemente más alto que los sistemas aislado, especialmente para capacidades instaladas de 100 kWh/mes de consumo o menos, esto se debió principalmente a la notable diferencia de precios entre los inversores interconectados y los inversores aislados, mismas que se contrastaron en el capítulo 3 y 4. Otra razón del alto costo de dichos sistemas es la necesidad de reemplazo de ciertos componentes en especial de las baterías e inversores los cuales aportan una parte importante del costo total del sistema. Para la mayoría de los componentes se ha utilizado un criterio relativamente conservador para estimar los tiempos de reemplazo. Es posible también, que un solo dispositivo inversor funcione durante toda la vida útil del sistema, o que sea posible la reparación y/o mantenimiento del equipo en caso de una falla eventual a un costo significativamente menor que el costo de reemplazo total. Los costos de ciclo de vida útil total de los sistemas de generación fotovoltaicos para ambas configuraciones se muestran en la Tabla 6-1.

Carga (kWh/mes)	Costo de sistema Interconectado
10	\$ 59,249.21
15	\$ 60,314.94
20	\$ 62,979.28
25	\$ 64,577.88
50	\$ 74,831.36
75	\$ 84,955.82
100	\$ 102,339.78
125	\$ 113,126.13
150	\$ 122,717.73
175	\$ 150,076.24
200	\$ 159,639.98
225	\$ 170,426.32
250	\$ 188,762.86
275	\$ 202,755.18
300	\$ 211,396.76

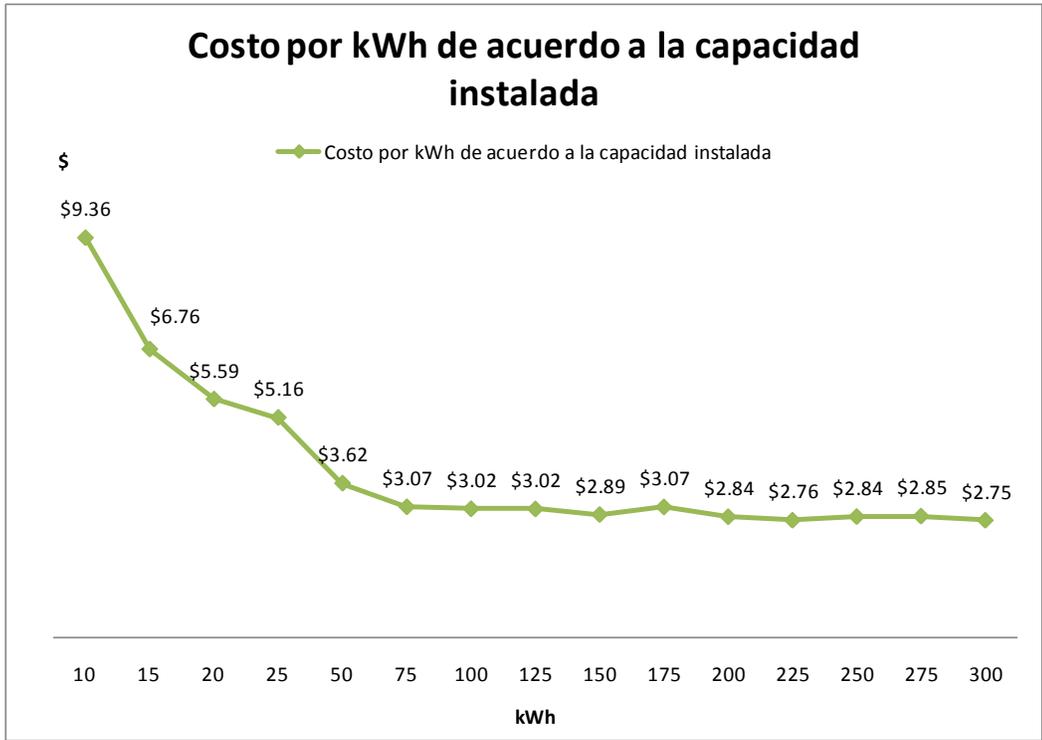
Carga (kWh/mes)	Costo de sistema Isla
10	\$ 23,617.89
15	\$ 25,577.83
20	\$ 28,208.71
25	\$ 32,553.08
50	\$ 45,706.09
75	\$ 58,096.34
100	\$ 76,307.96
125	\$ 95,229.77
150	\$ 109,361.62
175	\$ 135,407.78
200	\$ 143,232.84
225	\$ 156,497.89
250	\$ 179,268.67
275	\$ 197,913.97
300	\$ 208,571.31

**Tabla 6-1 Costos de ciclo de vida útil totales para ambas configuraciones de acuerdo a la capacidad instalada**

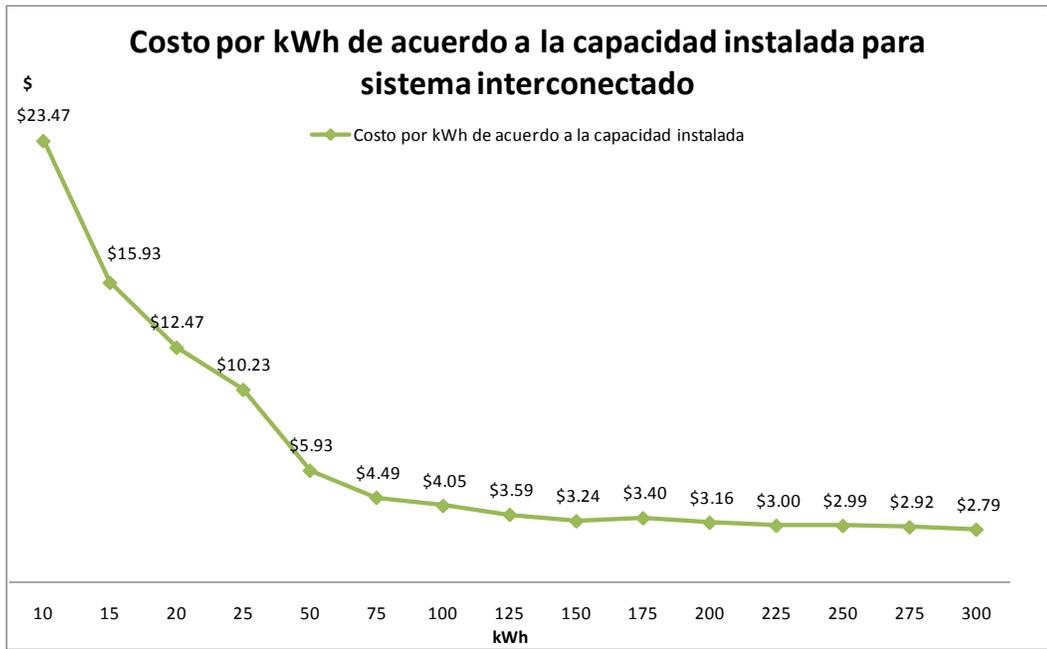
Ésta inversión inicial debe ser recuperada a los 20 años como máximo, ya que los paneles fotovoltaicos tienen una vida útil aproximadamente de 20 años. El tiempo de recuperación va de 12 a 19 años; el criterio, si es bueno o malo, depende del inversionista.

Para el caso de los sistemas aislados se observa que la inversión resulta rentable a partir de 50 kWh/mes de consumo en Tarifa 1 >140 kWh/mes mientras que para los sistemas interconectados la inversión comienza a ser rentable a partir de una capacidad de 125 kWh/mes en la misma tarifa (Véase Tabla Anexo 6 y 15)

Se puede observar que entre mayor capacidad tenga el sistema, más barato será el kWh generado y por tanto más rápida será la recuperación de la inversión. También entre mayor sea la capacidad, costarán casi los mismo el kWh del sistema aislado que el del sistema interconectado. Las tendencias de costo del kWh producido para cada sistema de acuerdo a la capacidad instalada se muestran en la Gráfica 6-3 y Gráfica 6-4 a continuación. De igual forma se muestra en la Tabla 6-2 la diferencia entre el costo del kWh producido entre ambos sistemas de acuerdo a la capacidad instalada. Con base en lo anterior se puede concluir que ambos sistemas son rentables para niveles de consumo intermedio a alto en Tarifa 1 >140 kWh/mes y su rentabilidad aumenta para usuarios cuyo nivel de consumo se encuentre en Tarifa DAC.



Gráfica 6-3 Variación del costo del kWh producido con respecto a la capacidad instalada para sistemas de generación fotovoltaica aislados



Gráfica 6-4 Variación del costo del kWh producido con respecto a la capacidad instalada para sistemas de generación fotovoltaica interconectados

Carga (kWh/mes)	Costo kWh Isla	Costo kWh inteconectado	Diferencia de costos
10	\$ 9.36	\$ 23.47	\$ 14.12
15	\$ 6.76	\$ 15.93	\$ 9.17
20	\$ 5.59	\$ 12.47	\$ 6.89
25	\$ 5.16	\$ 10.23	\$ 5.07
50	\$ 3.62	\$ 5.93	\$ 2.31
75	\$ 3.07	\$ 4.49	\$ 1.42
100	\$ 3.02	\$ 4.05	\$ 1.03
125	\$ 3.02	\$ 3.59	\$ 0.57
150	\$ 2.89	\$ 3.24	\$ 0.35
175	\$ 3.07	\$ 3.40	\$ 0.33
200	\$ 2.84	\$ 3.16	\$ 0.32
225	\$ 2.76	\$ 3.00	\$ 0.25
250	\$ 2.84	\$ 2.99	\$ 0.15
275	\$ 2.85	\$ 2.92	\$ 0.07
300	\$ 2.75	\$ 2.79	\$ 0.04

**Tabla 6-2 Costo por kWh producido de acuerdo a la capacidad para ambos sistemas y comparativa del mismo**

El tener éste tipo ayuda a disminuir la cantidad de contaminantes a la atmosfera debido a la generación por plantas termoeléctricas. Pero cabe destacar que a futuro los desechos de éste tipo de sistemas son altamente contaminantes por sus componentes químicos. Una vez desechadas los paneles solares y baterías pueden llegar a ser un grave problema ambiental.

También al utilizar estos sistemas, el usuario se vuelve participe activo en la red suministradora. Como consecuencia, cambiando el enfoque que se tenía como parte activa o pasiva dentro del Sistema Eléctrico Nacional donde el usuario no solo consume energía, sino que la genera.

## Anexo 1

### **DECRETO por el que se expide la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética**

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Presidencia de la República.

**FELIPE DE JESÚS CALDERÓN HINOJOSA**, Presidente de los Estados Unidos Mexicanos, a sus habitantes sabed:

Que el Honorable Congreso de la Unión, se ha servido dirigirme el siguiente

#### **DECRETO**

“EL CONGRESO GENERAL DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS, D E C R E T A:

**SE EXPIDE LA LEY PARA EL APROVECHAMIENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES Y EL FINANCIAMIENTO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA**

**ARTÍCULO ÚNICO.** Se expide la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética, para quedar como sigue:

**LEY PARA EL APROVECHAMIENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES Y EL FINANCIAMIENTO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA**

#### **Capítulo I.- Disposiciones Generales**

**Artículo 1o.-** La presente Ley es de orden público y de observancia general en toda la República Mexicana. Tiene por objeto regular el aprovechamiento de fuentes de energía renovables y las tecnologías limpias para generar electricidad con fines distintos a la prestación del servicio público de energía eléctrica, así como establecer la estrategia nacional y los instrumentos para el financiamiento de la transición energética.

Se excluye del objeto de la presente Ley, la regulación de las siguientes fuentes para generar electricidad:

- I. Minerales radioactivos para generar energía nuclear;
- II. Energía hidráulica de fuentes con capacidad de generar más de 30 megawatts;
- III. Residuos industriales o de cualquier tipo cuando sean incinerados o reciban algún otro tipo de tratamiento térmico, y
- IV. Aprovechamiento de rellenos sanitarios que no cumplan con la normatividad ambiental.

**Artículo 2o.-** El aprovechamiento de las fuentes de energía renovable y el uso de tecnologías limpias es de utilidad pública y se realizará en el marco de la estrategia nacional para la transición energética mediante la cual el Estado mexicano promoverá la eficiencia y sustentabilidad energética, así como la reducción de la dependencia de los hidrocarburos como fuente primaria de energía.

El Reglamento de esta Ley establecerá los criterios específicos de utilización de las distintas fuentes de energías renovables, así como la promoción para la investigación y desarrollo de las tecnologías limpias para su aprovechamiento.

**Artículo 3o.-** Para los efectos de esta Ley se entenderá por:

- I. **Comisión.-** La Comisión Reguladora de Energía;
- II. **Energías renovables.-** Aquellas reguladas por esta Ley, cuya fuente reside en fenómenos de la naturaleza, procesos o materiales susceptibles de ser transformados en energía aprovechable por la

humanidad, que se regeneran naturalmente, por lo que se encuentran disponibles de forma continua o periódica, y que se enumeran a continuación:

- a) El viento;
  - b) La radiación solar, en todas sus formas;
  - c) El movimiento del agua en cauces naturales o artificiales;
  - d) La energía oceánica en sus distintas formas, a saber: maremotriz, maremotérmica, de las olas, de las corrientes marinas y del gradiente de concentración de sal;
  - e) El calor de los yacimientos geotérmicos;
  - f) Los bioenergéticos, que determine la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos, y
  - g) Aquellas otras que, en su caso, determine la Secretaría, cuya fuente cumpla con el primer párrafo de esta fracción;
- III. Externalidades.-** Los impactos positivos o negativos que genera la provisión de un bien o servicio y que afectan a una tercera persona. Las externalidades ocurren cuando los costos o beneficios de los productores o compradores de un bien o servicio son diferentes de los costos o beneficios sociales totales que involucran su producción y consumo;
- IV. Estrategia.-** La Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía;
- V. Generador.-** Persona física de nacionalidad mexicana o persona moral constituida conforme a las leyes mexicanas y con domicilio en el territorio nacional, que genere electricidad a partir de energías renovables;
- VI. Ley.-** La Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética;
- VII. Programa.-** El Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables;
- VIII. Secretaría.-** La Secretaría de Energía, y
- IX. Suministrador.-** Aquel que establece la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

**Artículo 4o.-** El aprovechamiento de los cuerpos de agua, los bioenergéticos, el viento y los recursos geotérmicos, así como la explotación de minerales asociados a los yacimientos geotérmicos, para la producción de energía eléctrica, se sujetará y llevará a cabo de conformidad con las disposiciones jurídicas aplicables en la materia.

## **Capítulo II.- De la Autoridad**

**Artículo 5o.-** El Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría, ejercerá las atribuciones conferidas por esta Ley.

**Artículo 6o.-** Corresponde a la Secretaría:

- I. Elaborar y coordinar la ejecución del Programa;
- II. Coordinar el Consejo Consultivo para las Energías Renovables, cuyo objetivo será conocer las opiniones de los diversos sectores vinculados a la materia. El Reglamento de esta Ley establecerá los términos en los que se constituirá y operará dicho Consejo;
- III. En coordinación con la Secretaría de Economía, definir las políticas y medidas para fomentar una mayor integración nacional de equipos y componentes para el aprovechamiento de las energías renovables y su transformación eficiente;

- IV. Observar los compromisos internacionales adquiridos por México en materia de aprovechamiento de las energías renovables y cambio climático, cuyo cumplimiento esté relacionado con esta Ley;
- V. Observar lo establecido en los programas nacionales en materia de mitigación del cambio climático;
- VI. Establecer y actualizar el Inventario Nacional de las Energías Renovables, con programas a corto plazo y planes y perspectivas a mediano y largo plazo comprendidas en el Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables y en la Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, y
- VII. Las demás que en esta materia le otorguen esta Ley u otros ordenamientos.

**Artículo 7o.-** Sin perjuicio de las que su propia ley le otorga, la Comisión Reguladora de Energía tendrá las atribuciones siguientes:

- I. Expedir las normas, directivas, metodologías y demás disposiciones de carácter administrativo que regulen la generación de electricidad a partir de energías renovables, de conformidad con lo establecido en esta Ley, atendiendo a la política energética establecida por la Secretaría;
- II. Establecer, previa opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y la Secretaría de Energía, los instrumentos de regulación para el cálculo de las contraprestaciones por los servicios que se presten entre sí los Suministradores y los Generadores;
- III. Solicitar al Suministrador la revisión y, en su caso, la modificación de las reglas de despacho, para dar cumplimiento a las disposiciones de esta Ley;
- IV. Solicitar al Centro Nacional de Control de Energía la adecuación de las reglas de despacho para garantizar el cumplimiento de la Ley;
- V. Expedir las metodologías para determinar la aportación de capacidad de generación de las tecnologías de energías renovables al Sistema Eléctrico Nacional. Para la elaboración de dichas metodologías considerará la información proporcionada por los Suministradores, las investigaciones realizadas por institutos especializados, las mejores prácticas de la industria y demás evidencia nacional e internacional;
- VI. Expedir las reglas generales de interconexión al Sistema Eléctrico Nacional que le deberán proponer los Suministradores, escuchando la opinión de los Generadores, y
- VII. Expedir los procedimientos de intercambio de energía y los sistemas correspondientes de compensaciones, para todos los proyectos y sistemas de autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción por energías renovables, que estén conectados con las redes del Sistema Eléctrico Nacional.

**Artículo 8o.-** El Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría de Energía podrá suscribir convenios y acuerdos de coordinación con los gobiernos del Distrito Federal o de los Estados, con la participación en su caso de los Municipios, con el objeto de que, en el ámbito de sus respectivas competencias:

- I. Establezcan bases de participación para instrumentar las disposiciones que emita el Ejecutivo Federal de conformidad con la presente Ley;
- II. Promuevan acciones de apoyo al desarrollo industrial para el aprovechamiento de las energías renovables;
- III. Faciliten el acceso a aquellas zonas con un alto potencial de fuentes de energías renovables para su aprovechamiento y promuevan la compatibilidad de los usos de suelo para tales fines;
- IV. Establezcan regulaciones de uso del suelo y de construcciones, que tomen en cuenta los intereses de los propietarios o poseedores de terrenos para el aprovechamiento de las energías renovables, y

- V. Simplifiquen los procedimientos administrativos para la obtención de permisos y licencias para los proyectos de aprovechamiento de energías renovables.

**Artículo 9o.-** La Secretaría de Economía, en coordinación con la Secretaría de Energía, definirá las políticas y medidas para fomentar una mayor integración nacional de equipos y componentes para el aprovechamiento de las energías renovables y su transformación eficiente.

**Artículo 10.-** La Secretaría de Energía, con la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales y de la Secretaría de Salud, elaborará una metodología para valorar las externalidades asociadas con la generación de electricidad, basada en energías renovables, en sus distintas escalas, así como las acciones de política a que se refiere esta Ley, relacionadas con dichas externalidades. A partir de esa metodología y acciones de política, la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales diseñará mecanismos de regulación ambiental para el aprovechamiento de energías renovables.

### **Capítulo III.- De la Planeación y la Regulación**

**Artículo 11.-** La Secretaría de Energía elaborará y coordinará la ejecución del Programa, para lo cual deberá:

- I. Promover la participación social durante la planeación, aplicación y evaluación del Programa, de conformidad con lo establecido por la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y los demás ordenamientos aplicables;
- II. Establecer objetivos y metas específicas para el aprovechamiento de energías renovables, así como definir las estrategias y acciones necesarias para alcanzarlas;
- III. Establecer metas de participación de las energías renovables en la generación de electricidad, las cuales tenderán a aumentar sobre bases de viabilidad económica. Dichas metas se expresarán en términos de porcentajes mínimos de capacidad instalada y porcentajes mínimos de suministro eléctrico, e incluirán metas para los Suministradores y los Generadores;
- IV. Incluir la construcción de las obras de infraestructura eléctrica necesarias para que los proyectos de energías renovables se puedan interconectar con el Sistema Eléctrico Nacional;
- V. Incluir en las metas la mayor diversidad posible de energías renovables, tomando en cuenta su disponibilidad en las distintas regiones del país y los ciclos naturales de dichas fuentes, con el fin de aumentar su aportación de capacidad al Sistema Eléctrico Nacional;
- VI. Asegurar la congruencia entre el Programa y los otros instrumentos de planeación del sector energía;
- VII. Definir estrategias para fomentar aquellos proyectos que a partir de fuentes renovables de energía provean energía eléctrica a comunidades rurales que no cuenten con este servicio, estén o no aislados de las redes eléctricas, y
- VIII. Definir estrategias para promover la realización de proyectos de generación de electricidad a partir de energías renovables preferentemente para los propietarios o poseedores de los terrenos y los sujetos de derechos sobre los recursos naturales involucrados en dichos proyectos.

El Programa será de observancia obligatoria para las Entidades y Dependencias de la Administración Pública Federal, en el ámbito de sus respectivas competencias, y deberá ser difundido al público.

**Artículo 12.-** En la elaboración del Programa, la Secretaría considerará los beneficios económicos netos potenciales de generarse por el aprovechamiento de las energías renovables.

**Artículo 13.-** La Secretaría de Energía considerará los beneficios a que se refiere el artículo 12 de la presente Ley, en la evaluación económica de los proyectos de aprovechamiento de energías renovables que realicen los Suministradores.

**Artículo 14.-** La Comisión, previa opinión de las Secretarías de Hacienda y Crédito Público y de Energía, determinará las contraprestaciones máximas que pagarán los Suministradores a los Generadores que utilicen energías renovables. Dichas contraprestaciones deberán incluir pagos por los costos derivados de la capacidad de generación y por la generación de energía asociada al proyecto.

Las contraprestaciones podrán depender de la tecnología y de la ubicación geográfica de los proyectos.

**Artículo 15.-** La Comisión expedirá las directrices a que se sujetarán los modelos de contrato entre los Suministradores y los Generadores que utilicen energías renovables.

**Artículo 16.-** Los Suministradores deberán celebrar contratos de largo plazo con los Generadores que utilizan energías renovables que cuenten con un permiso de la Comisión, conforme a las directrices que expida la misma Comisión.

**Artículo 17.-** En el caso de venta de la energía que sobra racionalmente después del autoconsumo de la producción, de conformidad con lo establecido en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica de proyectos de autoabastecimiento con energías renovables o de cogeneración de electricidad, las contraprestaciones se fijarán de acuerdo con la metodología que a tal efecto apruebe la Comisión.

**Artículo 18.-** El Sistema Eléctrico Nacional recibirá la electricidad producida con energías renovables excedentes de proyectos de autoabastecimiento o por proyectos de cogeneración de electricidad, de conformidad con lo establecido en el artículo 36 bis de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y conforme a lo señalado en el presente ordenamiento.

Los Generadores se sujetarán a las condiciones que establezca la Comisión para los servicios de conducción, transformación y entrega de energía eléctrica, de conformidad con lo dispuesto por la Ley de la Comisión Reguladora de Energía.

**Artículo 19.-** Los Suministradores recibirán los excedentes razonables de conformidad con las condiciones de operación y de economía del sistema eléctrico, así como de distribución geográfica y de variabilidad en el tiempo de las distintas tecnologías para el aprovechamiento de las energías renovables.

**Artículo 20.-** Las atribuciones de la Comisión, referidas en el artículo 7o. de la presente Ley, se aplicarán a los sistemas de cogeneración de electricidad aunque no utilicen energías renovables, de acuerdo con las definiciones establecidas en el artículo 36, fracción II, de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, siempre y cuando dichos sistemas cumplan con el criterio de eficiencia que establezca la propia Comisión.

**Artículo 21.-** Los proyectos de generación de electricidad a partir de energías renovables con una capacidad mayor de 2.5 Megawatts, procurarán:

- I. Asegurar la participación de las comunidades locales y regionales, mediante reuniones y consultas públicas convocadas por las autoridades municipales, ejidales o comunales; en dichas reuniones deberán convenir la participación de los proyectos en el desarrollo social de la comunidad;
- II. Según se convenga en el contrato respectivo, pagar el arrendamiento a los propietarios de los predios o terrenos ocupados por el proyecto de energía renovable; la periodicidad de los pagos podrá ser convenida con los interesados, pero en ningún caso será inferior a dos veces por año;
- III. Promover el desarrollo social en la comunidad, en la que se ejecuten los proyectos de generación con energías renovables, conforme a las mejores prácticas internacionales y atender a la normatividad aplicable en materia de desarrollo rural sustentable, protección del medio ambiente y derechos agrarios.

#### **Capítulo IV.- De la Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía**

**Artículo 22.-** Se establece la Estrategia como el mecanismo mediante el cual el Estado Mexicano impulsará las políticas, programas, acciones y proyectos encaminados a conseguir una mayor utilización y aprovechamiento de las fuentes de energía renovables y las tecnologías limpias, promover la eficiencia y

sustentabilidad energética, así como la reducción de la dependencia de México de los hidrocarburos como fuente primaria de energía.

**Artículo 23.-** La Estrategia, encabezada por la Secretaría, tendrá como objetivo primordial promover la utilización, el desarrollo y la inversión en las energías renovables a que se refiere esta Ley y la eficiencia energética.

**Artículo 24.-** Con el fin de ejercer con eficiencia los recursos del sector público, evitando su dispersión, la Estrategia comprenderá los mecanismos presupuestarios para asegurar la congruencia y consistencia de las acciones destinadas a promover el aprovechamiento de las tecnologías limpias y energías renovables mencionadas en el artículo anterior, así como el ahorro y el uso óptimo de toda clase de energía en todos los procesos y actividades, desde su explotación hasta su consumo.

La Estrategia, en términos de las disposiciones aplicables, consolidará en el Presupuesto de Egresos de la Federación las provisiones de recursos del sector público tendientes a:

- I. Promover e incentivar el uso y la aplicación de tecnologías para el aprovechamiento de las energías renovables, la eficiencia y el ahorro de energía;
- II. Promover y difundir el uso y la aplicación de tecnologías limpias en todas las actividades productivas y en el uso doméstico;
- III. Promover la diversificación de fuentes primarias de energía, incrementando la oferta de las fuentes de energía renovable;
- IV. Establecer un programa de normalización para la eficiencia energética;
- V. Promover y difundir medidas para la eficiencia energética, así como el ahorro de energía, y
- VI. Proponer las medidas necesarias para que la población tenga acceso a información confiable, oportuna y de fácil consulta en relación con el consumo energético de los equipos, aparatos y vehículos que requieren del suministro de energía para su funcionamiento.

**Artículo 25.-** El Ejecutivo Federal, al enviar a la Cámara de Diputados el proyecto de Decreto de Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal que corresponda, consolidará los recursos del sector público que proponga establecer dentro de la Estrategia.

El monto mínimo de recursos a ser programado para los subsecuentes ejercicios fiscales será actualizado cada tres años, considerando entre otros, el crecimiento real de la economía y el crecimiento real del gasto programable del sector público, de conformidad con las disposiciones que se establezcan en el Presupuesto de Egresos de la Federación correspondiente.

**Artículo 26.-** Cada año la Secretaría llevará a cabo la actualización de la Estrategia y presentará una prospectiva sobre los avances logrados en la transición energética y el aprovechamiento sustentable de las energías renovables, incluyendo un diagnóstico sobre las aplicaciones de las tecnologías limpias y las energías renovables, así como sobre el ahorro y uso óptimo de toda clase de energía.

**Artículo 27.-** Se crea el Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía.

El Fondo contará con un comité técnico integrado por representantes de las Secretarías de Energía, quien lo presidirá, de Hacienda y Crédito Público, de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación, de Medio Ambiente y Recursos Naturales, de la Comisión Federal de Electricidad, de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, del Instituto Mexicano del Petróleo, del Instituto de Investigaciones Eléctricas y del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología.

El comité emitirá las reglas para la administración, asignación y distribución de los recursos en el Fondo, con el fin de promover los objetivos de la Estrategia.

Asimismo, con el propósito de potenciar el financiamiento disponible para la transición energética, el ahorro de energía, las tecnologías limpias y el aprovechamiento de las energías renovables, el comité técnico a que se refiere este artículo, podrá acordar que con cargo al Fondo se utilicen recursos no recuperables para

el otorgamiento de garantías de crédito u otro tipo de apoyos financieros para los proyectos que cumplan con el objeto de la Estrategia.

**Artículo 28.-** Los recursos de la Estrategia deberán ser ejercidos con base en los principios de honestidad, legalidad, productividad, eficiencia, eficacia, rendición de cuentas, transparencia gubernamental y máxima publicidad.

**Artículo 29.-** La Estrategia se sujetará a los mecanismos de control, auditoría, evaluación y rendición de cuentas que establezcan las disposiciones legales, a fin de asegurar el cumplimiento de los principios enumerados en el artículo precedente.

**Artículo 30.-** El Ejecutivo Federal, los gobiernos de las entidades federativas, del Distrito Federal y de los Municipios, podrán firmar convenios con los Suministradores con objeto de que, de manera conjunta, se lleven a cabo proyectos de aprovechamiento de las energías renovables disponibles en su territorio.

**Artículo 31.-** El Ejecutivo Federal diseñará e instrumentará las políticas y medidas para facilitar el flujo de recursos derivados de los mecanismos internacionales de financiamiento relacionados con la mitigación del cambio climático.

Dichas políticas y medidas promoverán la aplicación de los mecanismos internacionales orientados a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, de conformidad con la legislación ambiental aplicable. Asimismo, las Dependencias, entidades competentes, o a quien designen éstas, podrán desempeñar al igual que los Suministradores, el papel de intermediarios entre los proyectos de aprovechamiento de las energías renovables y los compradores de certificados de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en el mercado internacional.

#### **Transitorios**

**Primero.** La presente Ley entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

**Segundo.** La Cámara de Diputados proveerá lo necesario en el Presupuesto de Egresos de la Federación para que la Secretaría de Energía cuente con los recursos humanos y materiales para dar cabal cumplimiento a las atribuciones conferidas con motivo del presente Decreto.

**Tercero.** En un plazo no mayor de seis meses a partir de la publicación de la presente Ley, la Secretaría someterá, de acuerdo con las disposiciones aplicables, el Programa a la consideración y aprobación del Presidente de la República.

**Cuarto.** En un plazo no mayor de seis meses a partir de la publicación de la presente Ley, el Ejecutivo Federal constituirá el mecanismo referido en su artículo 31 y publicará sus reglas de operación.

**Quinto.** En un plazo no mayor a ocho meses posteriores a la publicación de la presente Ley, el Ejecutivo Federal publicará el Reglamento respectivo.

**Sexto.** En un plazo no mayor de seis meses a partir de la publicación de la presente Ley, la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales publicará los mecanismos establecidos en su artículo 10.

**Séptimo.** En un plazo no mayor de nueve meses a partir de la publicación de la presente Ley, la Secretaría publicará las disposiciones establecidas en la fracción III del artículo 6o.

**Octavo.** En un plazo no mayor de nueve meses a partir de la publicación de la presente Ley, la Comisión expedirá los modelos de contrato referidos en el artículo 15.

**Noveno.** En un plazo no mayor de nueve meses a partir de la publicación de la presente Ley, la Secretaría publicará la metodología establecida en su artículo 10.

**Décimo.** La Secretaría, para el establecimiento de las metas de participación de las energías renovables, considerará los recursos financieros previstos por las convenciones y tratados de los que México sea parte, así como los programas internacionales de financiamiento que se hayan diseñado o puesto en marcha antes de la fecha de publicación de la presente Ley.

**Décimo Primero.** En el Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2009, se destinarán tres mil millones de pesos para el Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía.

Antes del 30 de junio de 2009, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público consolidará la información sobre las provisiones de recursos del sector público incluidas en el Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2009, a que se refiere el artículo 24 de esta Ley. Con base en dicha información se establecerá el monto mínimo de recursos a ser programado en los subsecuentes ejercicios fiscales. La información antes señalada se enviará al Congreso de la Unión para su conocimiento.

Además, para cada uno de los ejercicios fiscales del 2010 y 2011, el monto propuesto en el proyecto de Decreto de Presupuesto de Egresos de la Federación para el Fondo a que se refiere el artículo 27 de esta Ley será de tres mil millones de pesos. El monto anterior deberá actualizarse por la variación esperada del Índice Nacional de Precios al Consumidor entre 2009 y el año que se presupuesta.

**Décimo Segundo.** A más tardar el 30 de junio de 2009, el Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría, presentará públicamente la Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía.

México, D.F., a 28 de octubre de 2008.- Sen. **Gustavo Madero Muñoz**, Presidente.- Dip. **César Horacio Duarte Jáquez**, Presidente.- Sen. **Renán Cleominio Zoreda Novelo**, Secretario.- Dip. **Jacinto Gómez Pasillas**, Secretario.- Rúbricas.”

En cumplimiento de lo dispuesto por la fracción I del Artículo 89 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, y para su debida publicación y observancia, expido el presente Decreto en la Residencia del Poder Ejecutivo Federal, en la Ciudad de México, Distrito Federal, a veintisiete de noviembre de dos mil ocho.- **Felipe de Jesús Calderón Hinojosa**.- Rúbrica.- El Secretario de Gobernación, **Fernando Francisco Gómez Mont Urueta**.- Rúbrica.

## Anexo 2

### REGLAMENTO de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Presidencia de la República.

**FELIPE DE JESÚS CALDERÓN HINOJOSA**, Presidente de los Estados Unidos Mexicanos, en ejercicio de la facultad que me confiere el artículo 89, fracción I, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, con fundamento en los artículos 31, 32 bis, 33, 34, 35 y 39 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y 1, 2, 6, 7, 8, 11, 12, 14, 17, 20, 21 y 22 de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética, he tenido a bien expedir el siguiente:

#### REGLAMENTO DE LA LEY PARA EL APROVECHAMIENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES Y EL FINANCIAMIENTO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

##### TÍTULO PRIMERO

##### Disposiciones generales.

##### Capítulo I

##### Disposiciones preliminares.

**Artículo 1.-** El presente ordenamiento tiene por objeto reglamentar la Ley para el Aprovechamiento de Energías renovables y el Financiamiento de la Transición Energética.

**Artículo 2.-** Además de las definiciones contenidas en el artículo 3o de la Ley mencionada en el artículo anterior, para efectos del presente reglamento se establecen las siguientes:

**I. Beneficios Económicos Netos:** La relación de costos, efectos positivos y riesgos relativos, directos e indirectos, de la Generación Renovable, en el contexto de la transición energética, de acuerdo con lo señalado en el artículo 15 del presente reglamento;

**II. Cogeneración Eficiente:** Es la generación de energía eléctrica, conforme a lo establecido en la fracción II del artículo 36 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, siempre que el proceso tenga una eficiencia superior a la mínima que establezca la Comisión;

**III. Consejo:** El Consejo Consultivo para las Energías renovables;

**IV. Generación Renovable:** La producción de electricidad a partir de las Energías renovables;

**V. Inventario:** El Inventario Nacional de las Energías renovables, y

**VI. Red Eléctrica:** Cualquiera de las redes que forman parte del Sistema Eléctrico Nacional.

**Artículo 3.-** La interpretación para efectos administrativos y la aplicación del presente reglamento corresponde a la Secretaría, a la Comisión y a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, en el ámbito de sus respectivas competencias.

**Artículo 4.-** La Secretaría promoverá que la utilización de las distintas fuentes de energía para la Generación Renovable se lleve a cabo de conformidad con los siguientes criterios:

**I. Fortalecimiento de la seguridad energética del país,** al diversificar las fuentes de energía para la generación eléctrica;

**II. Disminución en la variación de los costos de la energía eléctrica,** producida por la volatilidad en los precios de los combustibles de origen fósil;

**III. Reducción en los costos de operación,** al integrar la generación en redes de media tensión;

**IV. Fomento en el desarrollo social de las comunidades** donde se utilizan o se llevan a cabo los proyectos;

**V. Participación social en los proyectos correspondientes;**

**VI. Impulso en el desarrollo regional, industrial y tecnológico del país,** así como la creación de empleos;

**VII. Reducción en los impactos ambientales y en la salud pública** causados por el uso de combustibles de origen fósil;

**VIII. Reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero,** en la generación de electricidad, mediante el uso de Energías renovables y Cogeneración Eficiente, y

**IX. Aprovechamiento de la biomasa** proveniente de las actividades agrícolas, pecuarias, silvícolas, acuícolas, algacuícolas y pesqueras, mediante las tecnologías limpias.

La Secretaría considerará los criterios señalados en el presente artículo para diseñar y ejecutar la política energética, y para determinar Energías renovables en términos del artículo 3o., fracción II, inciso g) de la Ley.

## **Capítulo II**

### **De la colaboración, coordinación y concertación entre la Secretaría, autoridades y el sector social.**

#### **Sección I**

##### **De los convenios y acuerdos de colaboración, coordinación y concertación**

**Artículo 5.-** La Secretaría, para la implementación de la Estrategia y del Programa, así como para el establecimiento y actualización del Inventario, podrá celebrar convenios y acuerdos de colaboración con dependencias y entidades de la Administración Pública Federal.

En los convenios o acuerdos de coordinación que celebre la Secretaría con las autoridades de los gobiernos de las entidades federativas, se preverán los órganos y unidades administrativas responsables del cumplimiento de las obligaciones pactadas; el cronograma de actividades y las responsabilidades necesarias para cumplir con el objeto de los mismos.

**Artículo 6.-** La Secretaría podrá celebrar convenios de concertación para promover la participación de las personas y del sector social involucrado en la formulación y aplicación de medidas para la transición energética, y para el establecimiento y actualización del Inventario.

## **Sección II**

### **Del Consejo**

**Artículo 7.-** El Consejo se integra con los miembros siguientes:

- I. Un presidente, que será el servidor público que designe el titular de la Secretaría;
- II. Un representante por cada una de las Secretarías de Medio Ambiente y Recursos Naturales; Economía; Hacienda y Crédito Público, y Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación;
- III. Un representante de la Comisión;
- IV. Un representante de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía;
- V. Un representante del Suministrador, y
- VI. Seis representantes de los diversos sectores involucrados en la promoción de la Generación Renovable y el desarrollo y aplicación de tecnologías relacionadas, en términos de las reglas que al efecto se emitan, designados por el presidente del Consejo.

**Artículo 8.-** El Consejo contará con un secretario técnico, que será designado por el propio Consejo a propuesta de su presidente.

**Artículo 9.-** El presidente del Consejo y los demás miembros representantes de las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal tendrán al menos nivel de Director General y podrán designar a un suplente, que deberá tener, al menos, nivel Director General Adjunto o equivalente.

**Artículo 10.-** Por instrucciones de su presidente se podrá invitar a las sesiones del Consejo a otras autoridades federales, de las entidades federativas y municipales, así como a personas físicas y organizaciones relacionadas con las Energías renovables, cuando se estime conveniente por la naturaleza de los asuntos a tratar. Los invitados participarán con voz pero sin voto.

**Artículo 11.-** El Consejo aprobará, a propuesta de su presidente, las reglas para su funcionamiento, mismas que deberán establecer, cuando menos, los aspectos siguientes:

- I. El procedimiento para convocar a las sesiones, tanto ordinarias como extraordinarias, y para dejar constancia de los acuerdos tomados;
- II. El procedimiento para, en su caso, asegurar la participación de personas físicas o morales de los sectores vinculados a las materias objeto de la Ley, y
- III. Los mecanismos para la conformación de comisiones y grupos de trabajo sobre temas específicos, cuando así se considere necesario.

**Artículo 12.-** El Consejo sesionará en forma ordinaria dos veces al año, por lo menos, previa convocatoria que haga el secretario técnico por instrucciones del presidente del Consejo.

**Artículo 13.-** Los acuerdos del Consejo se tomarán por mayoría de los miembros presentes, en caso de empate, el presidente tiene voto de calidad.

## **TÍTULO SEGUNDO**

### **Del Inventario Nacional de las Energías Renovables y de la Planeación.**

#### **Capítulo I**

##### **Del Inventario.**

**Artículo 14.-** La Secretaría establecerá el Inventario, el cual integrará la información disponible acerca del potencial de las distintas fuentes de Energías renovables que sean aprovechables en diferentes regiones del territorio nacional y zonas donde el Estado Mexicano ejerce soberanía y jurisdicción.

La información básica del Inventario será publicada en la página electrónica de la Secretaría.

**Artículo 15.-** La Secretaría, a efecto de determinar los Beneficios Económicos Netos potenciales de la Generación Renovable, que serán tomados en cuenta en la elaboración y evaluación del Programa, considerará lo siguiente:

- I. Los ahorros generados, en su caso, en el Sistema Eléctrico Nacional por la Generación Renovable;
- II. El aporte de capacidad estimado para cada una de las distintas tecnologías de Generación Renovable, de acuerdo con la metodología que elabore la Comisión, referida en la fracción III del artículo 31 del presente reglamento;
- III. Los beneficios económicos del uso de Energías renovables en comunidades sin acceso a la Red Eléctrica;
- IV. Los riesgos y costos de las diferentes combinaciones de tecnologías de generación para el Sistema Eléctrico Nacional en su conjunto;
- V. Las Externalidades valoradas conforme a la metodología referida en el artículo siguiente;
- VI. En su caso, los beneficios derivados de los bonos de carbono u otros recursos que provengan de mecanismos internacionales de financiamiento, y
- VII. Los demás aspectos que determine la Secretaría.

**Artículo 16.-** La Secretaría elaborará la metodología para la valoración de Externalidades asociadas con la generación de electricidad y la revisará cada tres años.

Las Externalidades de las tecnologías de Generación Renovable se evaluarán comparativamente con aquellas basadas en combustibles fósiles que estén siendo consideradas por la Secretaría para la instalación de nuevas centrales de generación.

La metodología propuesta por la Secretaría será remitida a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, a la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales y a la Secretaría de Salud, para que en el ámbito de sus competencias emitan la opinión que resulte aplicable dentro de los tres meses siguientes.

La Secretaría, previa opinión y análisis con las dependencias antes indicadas, emitirá la metodología correspondiente.

#### **Capítulo II**

### **Del Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables.**

**Artículo 17.-** La Secretaría elaborará anualmente una prospectiva de energías renovables en la que se analizará la penetración de las Energías renovables en el país, como parte de la transición energética de la Estrategia Nacional de Energía, prevista en la fracción VI del artículo 33 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.

**Artículo 18.-** La prospectiva de energías renovables a la que se refiere el artículo anterior servirá de guía para la elaboración y ejecución del Programa por parte de la Secretaría.

**Artículo 19.-** La Secretaría incluirá en el Programa lo previsto en el artículo 11 de la Ley, especificando lo siguiente:

I. Metas para la Generación Renovable, para las distintas tecnologías;

II. Metas para proyectos de Cogeneración Eficiente como parte de la expansión de la capacidad de generación del Sistema Eléctrico Nacional;

III. Las obras de conducción de energía eléctrica y elementos que permitan aprovechar las Energías renovables y mantener una óptima estabilidad, calidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional;

IV. Las estrategias y acciones que se llevarán a cabo para promover las diferentes fuentes de Energías renovables y así alcanzar las metas establecidas en el Programa;

V. Metas de electrificación rural con Energías renovables;

VI. Objetivos, metas y líneas de acción a cargo de las dependencias de la Administración Pública Federal competentes en materia de desarrollo rural y social, de acuerdo a lo señalado en el Capítulo II del Título Tercero del presente ordenamiento, y

VII. Acciones para el apoyo a la investigación y el desarrollo tecnológico nacionales, según lo establecido en el Capítulo III del Título Tercero de este reglamento.

Cuando exista justificación para ello, las metas a las que se refieren las fracciones I y II del presente artículo podrán establecerse de manera diferenciada para las distintas regiones del país.

**Artículo 20.-** La Secretaría, en la ejecución y evaluación del Programa, tomará en cuenta las opiniones del Consejo, así como los comentarios y propuestas procedentes que resulten de los mecanismos de consulta que determine.

**Artículo 21.-** La Secretaría solicitará a las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal la información que, en su caso, se requiera para la evaluación del Programa.

**Artículo 22.-** El programa anual del Suministrador deberá ser congruente con lo referido en las fracciones I, II, III y IV del artículo 19 del presente reglamento.

**Artículo 23.-** La evaluación del Programa se llevará a cabo durante el cuarto año del período constitucional de la gestión gubernamental, o antes si la Secretaría lo considera necesario.

### **Capítulo III**

#### **De la Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía.**

**Artículo 24.-** La Estrategia comprenderá los recursos del sector público consolidados para el cumplimiento de los fines indicados en el artículo 22 de la Ley, incluyendo los previstos en el Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía.

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público, en términos de las disposiciones aplicables, será la encargada de realizar la consolidación de provisiones del sector público en el Presupuesto de Egresos de la Federación a que se refiere el artículo 24 de la Ley.

## **TÍTULO TERCERO**

### **De las acciones de gobierno para la Generación Renovable.**

#### **Capítulo I**

##### **De la Integración de las tecnologías para la Generación Renovable en el desarrollo industrial nacional.**

**Artículo 25.-** La Secretaría de Economía, en coordinación con la Secretaría, definirá las políticas y medidas para fomentar una mayor integración nacional de equipos y componentes para el aprovechamiento de las Energías renovables y su transformación eficiente.

**Artículo 26.-** La Secretaría de Economía emitirá un informe anual sobre los logros alcanzados y obstáculos enfrentados para la integración nacional de equipos y componentes para la Generación Renovable. Este informe será publicado en la página electrónica de dicha dependencia.

#### **Capítulo II**

##### **De las acciones vinculadas al desarrollo social y rural.**

**Artículo 27.-** La Secretaría promoverá la Generación Renovable como un medio para dar acceso a la energía eléctrica en aquellas comunidades que no cuenten con este servicio, mediante:

- I. Información y asesoría a las comunidades interesadas en proyectos de Generación Renovable, y
- II. Mecanismos de promoción para facilitar la implementación de dichos proyectos.

#### **Capítulo III**

##### **De la promoción de la investigación y desarrollo tecnológico.**

**Artículo 28.-** La Secretaría, con la participación que corresponda al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, promoverá la investigación aplicada y el desarrollo de tecnologías para la generación con fuentes de Energías renovables considerando, entre otros, los siguientes criterios:

- I. La congruencia de sus objetivos con los de la Ley, el presente reglamento, la Estrategia y el Programa;
- II. El fomento del desarrollo de nuevos conocimientos, materiales, técnicas, procesos, servicios y tecnologías en materia de Energías renovables;
- III. La viabilidad técnica, ambiental, financiera, administrativa, social y de ejecución para el efectivo cumplimiento de sus objetivos;
- IV. La vinculación de sus resultados con el desarrollo económico y social nacional y regional, incluyendo la generación de empleos, y
- V. El máximo beneficio económico neto con los menores impactos en el menor tiempo posible.

## **TÍTULO CUARTO**

### **De la regulación de la Generación Renovable y la Cogeneración Eficiente.**

#### **Capítulo I**

##### **De las disposiciones administrativas de la Comisión.**

**Artículo 29.-** La Comisión establecerá las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones por los servicios que se presten entre sí el Suministrador y los generadores renovables o cogeneradores eficientes, para lo cual deberá tomar en consideración los costos eficientes asociados a la prestación de dichos servicios.

**Artículo 30.-** Para los efectos de lo dispuesto en el artículo anterior, la Comisión solicitará la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y de la Secretaría. Una vez que reciban el proyecto de metodología enviado por la Comisión, dichas dependencias deberán emitir su opinión en un plazo máximo de 20 días hábiles, de lo contrario, se entenderá que no tienen comentarios al respecto.

**Artículo 31.-** La Comisión, para la regulación de la Generación Renovable y la Cogeneración Eficiente, expedirá e inscribirá en su registro público lo siguiente:

I. Directivas y metodologías para el cálculo de las contraprestaciones y las directrices a que se sujetarán los modelos de contrato para proyectos de pequeña producción y producción independiente de energía;

II. Criterios, metodologías y directrices a que se sujetarán los modelos de contrato, procedimientos de intercambio de energía y sus correspondientes sistemas de compensaciones, para proyectos de autoabastecimiento con Energías renovables y para proyectos de Cogeneración Eficiente;

III. Metodologías para determinar la aportación al Sistema Eléctrico Nacional de capacidad de generación de las distintas tecnologías;

IV. Reglas generales de interconexión al Sistema Eléctrico Nacional atendiendo los requerimientos planteados por el Suministrador y escuchando la opinión de los generadores renovables y cogeneradores eficientes;

V. Lineamientos y mecanismos para promover el desarrollo de las actividades de Generación Renovable y de Cogeneración Eficiente, y

VI. Lineamientos para la expedición de las licitaciones a las que se refiere el Capítulo II del Título Cuarto del presente reglamento.

**Artículo 32.-** Las metodologías mencionadas en la fracción III del artículo anterior preverán la probabilidad de disponibilidad de capacidad en las horas de máxima demanda de acuerdo con las características de las tecnologías para la Generación Renovable y la Cogeneración Eficiente.

**Artículo 33.-** La Comisión requerirá a la Comisión Federal de Electricidad, la revisión y, en su caso, la adecuación de las reglas de despacho aplicables a la Generación Renovable y a la Cogeneración Eficiente, justificando los ajustes que estime necesarios.

El Centro Nacional de Control de Energía realizará las gestiones necesarias para atender las adecuaciones anteriores, dentro del plazo que la Comisión determine y que no deberá exceder de cincuenta días hábiles a partir de la recepción de la solicitud.

**Artículo 34.-** Cuando la infraestructura de transmisión sea insuficiente, la Comisión emitirá disposiciones de carácter general para regular el acceso de nuevos proyectos de generación a dicha infraestructura, así como para programar su ampliación de manera concertada con los posibles interesados en el desarrollo de proyectos de Generación Renovable y de Cogeneración Eficiente.

**Artículo 35.-** Para propósitos de este reglamento los generadores renovables para autoabastecimiento de hasta 0.5 MW, tendrán los mismos derechos que los permisionarios, en los términos de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

El Suministrador deberá informar a la Comisión sobre el inicio y terminación de la operación de estos generadores renovables y de la capacidad instalada, así como reportar semestralmente la energía intercambiada neta con el Sistema Eléctrico Nacional. El intercambio de energía eléctrica por parte de los generadores renovables a los que se refiere este artículo estará sujeto a los modelos de contrato expedidos por la Comisión.

## Capítulo II

### De las licitaciones para proyectos de Generación Renovable y de Cogeneración Eficiente.

**Artículo 36.-** El Suministrador llevará a cabo licitaciones separadas para proyectos de Generación Renovable y para proyectos de Cogeneración Eficiente, de acuerdo con las metas que establezca el Programa, referidas en las fracciones I y II del artículo 19 de este reglamento.

Las convocatorias y bases de licitación que se emitan para la Generación Renovable responderán a las metas establecidas en el Programa y deberán ajustarse a los principios siguientes:

- I. Las convocatorias podrán ser nacionales o regionales;
- II. Señalarán la capacidad máxima solicitada y su rango de variación permitido;
- III. Los participantes podrán ofrecer la capacidad total solicitada o una capacidad parcial;

IV. Las bases de la licitación procurarán la máxima flexibilidad posible a los interesados para plantear el contenido técnico de sus propuestas en cuanto a tecnología específica, diseño, ingeniería, construcción y ubicación de las instalaciones, y

V. Se incluirán mecanismos para fomentar tanto a aquellos proyectos de generación que aporten capacidad en firme al sistema como a aquellos que puedan estar disponibles en la horas de mayor demanda de la Red Eléctrica.

**Artículo 37.-** La Comisión elaborará las metodologías para la determinación de contraprestaciones máximas que pagarán los suministradores a los generadores que utilicen Energías renovables, con base en los costos eficientes estimados para el desarrollo de los proyectos más una utilidad razonable.

La determinación de las contraprestaciones máximas podrá sujetarse a cualquiera de los siguientes esquemas:

I. Contraprestaciones por capacidad y energía que reflejen, respectivamente, los costos fijos, incluyendo el rendimiento sobre la inversión, y los variables en que incurra el permisionario, y

II. Una contraprestación por unidad de energía que incorpore las retribuciones por concepto de capacidad y de energía.

**Artículo 38.-** Las contraprestaciones establecidas se mantendrán durante la vigencia del convenio respectivo, y serán ajustables conforme a lo señalado en la metodología expedida por la Comisión.

**Artículo 39.-** El convenio se adjudicará a quien ofrezca la energía eléctrica requerida al menor costo, tomando en cuenta lo siguiente:

I. En caso de que las bases de licitación establezcan las contraprestaciones referidas en la fracción I del artículo 37 del presente reglamento, las propuestas se compararán con base en el costo económico total de largo plazo, y

II. En caso de que las bases de licitación establezcan las contraprestaciones referidas en la fracción II del artículo 37 del presente reglamento, las propuestas se compararán con base en la contraprestación incluida en cada una de ellas.

**Artículo 40.-** La Comisión otorgará los permisos correspondientes para proyectos de pequeña producción o de producción independiente, según sea el caso, a los solicitantes que cumplan lo establecido en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su reglamento en lo que resulten procedentes.

### Capítulo III

### **De los proyectos de Generación Renovable y de Cogeneración Eficiente fuera de convocatoria.**

**Artículo 41.-** La Comisión publicará en el Diario Oficial de la Federación las directrices a que se sujetarán los modelos de contrato y las reglas de procedencia que regirán la adquisición por parte del Suministrador de energía eléctrica producida por los generadores renovables y por los cogeneradores eficientes fuera de convocatoria.

**Artículo 42.-** La entrega de energía eléctrica al Sistema Eléctrico Nacional por generadores renovables y por cogeneradores eficientes fuera de convocatoria se podrá llevar a cabo con los permisos correspondientes otorgados por la Comisión, conforme a lo establecido en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su reglamento, en lo que resulten procedentes.

**Artículo 43.-** Los proyectos a los que se refiere este Capítulo podrán recibir una contraprestación por capacidad y energía asociada, cuando se encuentren dentro de las metas establecidas en el Programa y mencionadas en las fracciones I y II del artículo 19 de este reglamento, de acuerdo a las disposiciones administrativas que expida la Comisión. Los proyectos que no se encuentren incluidos en el Programa, únicamente recibirán pago por la energía entregada al Suministrador, en los términos que emita la Comisión.

**Artículo 44.-** La Comisión determinará las contraprestaciones por energía y capacidad, para los proyectos de Generación Renovable y las metodologías para la determinación de las contraprestaciones de los proyectos de Cogeneración Eficiente materia de este Capítulo. Para tales efectos, la Comisión podrá considerar total o parcialmente los Beneficios Económicos Netos referidos en el artículo 15 del presente reglamento, según el grado de cumplimiento de las metas establecidas en las fracciones I y II del artículo 19 de este ordenamiento.

**Artículo 45.-** En el caso específico de los convenios que se celebren entre el Suministrador y Petróleos Mexicanos o sus organismos subsidiarios, para proyectos de Cogeneración Eficiente, éstos deberán contener acuerdos para lograr un manejo integral de la energía térmica y eléctrica en los procesos industriales y cumplir con los criterios de eficiencia mínima que establezca la Comisión.

### **TRANSITORIOS**

**PRIMERO.-** El presente reglamento entrará en vigor al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

**SEGUNDO.-** El presidente del Consejo propondrá las reglas referidas en el artículo 11 de este reglamento en la primera sesión de dicho órgano colegiado, que deberá realizarse dentro de los tres meses siguientes a la entrada en vigor del presente ordenamiento.

**TERCERO.-** Dentro de los dos meses siguientes a la entrada en vigor del presente reglamento, el Suministrador enviará a la Comisión su propuesta en relación con el contenido de las fracciones I a III del artículo 31 de este ordenamiento.

**CUARTO.-** El Suministrador deberá proponer a la Comisión las Reglas generales de interconexión al Sistema Eléctrico Nacional, a las que se refiere la fracción IV del artículo 31 de éste reglamento, dentro de los tres meses siguientes a la entrada en vigor del presente ordenamiento.

Dado en la Residencia del Poder Ejecutivo Federal, en la Ciudad de México, Distrito Federal, a los treinta y un días del mes de agosto de dos mil nueve.- **Felipe de Jesús Calderón Hinojosa.-** Rúbrica.- El Secretario de Hacienda y Crédito Público, **Agustín Guillermo Carstens Carstens.-** Rúbrica.- El Secretario de Medio Ambiente y Recursos Naturales, **Juan Rafael Elvira Quesada.-** Rúbrica.- La Secretaria de Energía, **Georgina Yamilet Kessel Martínez.-** Rúbrica.- El Secretario de Economía, **Gerardo Ruiz Mateos.-** Rúbrica.- El Secretario de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación, **Alberto Cárdenas Jiménez.-** Rúbrica.- El Secretario de Salud, **José Ángel Córdova Villalobos.-** Rúbrica.

## Anexo 3

### **Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide el Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en Mediana Escala, y sustituye el Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Solar en Pequeña Escala por el Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en Pequeña Escala**

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Comisión Reguladora de Energía.

#### **RESOLUCION Núm. RES/054/2010**

RESOLUCION POR LA QUE LA COMISION REGULADORA DE ENERGIA EXPIDE EL MODELO DE CONTRATO DE INTERCONEXION PARA FUENTE DE ENERGIA RENOVABLE O SISTEMA DE COGENERACION EN MEDIANA ESCALA, Y SUSTITUYE EL MODELO DE CONTRATO DE INTERCONEXION PARA FUENTE DE ENERGIA SOLAR EN PEQUEÑA ESCALA POR EL MODELO DE CONTRATO DE INTERCONEXION PARA FUENTE DE ENERGIA RENOVABLE O SISTEMA DE COGENERACION EN PEQUEÑA ESCALA.

#### **RESULTANDO**

**PRIMERO.** Que, en materia de energía, el Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012 determina como una de sus estrategias impulsar la eficiencia y las tecnologías limpias para la generación de energía eléctrica, así como fomentar el aprovechamiento de fuentes renovables de energía y biocombustibles, generando un marco jurídico que establezca las facultades del Estado para orientar sus vertientes y promoviendo inversiones que impulsen el potencial que el país tiene en la materia.

**SEGUNDO.** Que el Programa Sectorial de Energía 2007-2012 establece como lineamiento de política el establecimiento de mecanismos que permitan el funcionamiento de sistemas de medición neta entre la red eléctrica y los usuarios que opten por tener capacidad de generación con energía renovable en sus hogares y pequeñas empresas.

**TERCERO.** Que el Programa Especial de Cambio Climático 2008-2012 tiene como uno de sus objetivos el fomento a la participación del sector privado en la generación de energía eléctrica con fuentes renovables de energía y con la cogeneración.

**CUARTO.** Que, con fecha 28 de noviembre de 2008, se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE), donde se establece como objeto, entre otros, regular el aprovechamiento de fuentes de energía renovables y las tecnologías limpias para generar electricidad con fines distintos a la prestación del servicio público de energía eléctrica.

**QUINTO.** Que, con fecha 2 de septiembre de 2009, se publicó en el DOF el Reglamento de la LAERFTE (RLAERFTE), en el que se establece que la Comisión expedirá diversos instrumentos regulatorios para la generación renovable y la cogeneración eficiente.

**SEXTO.** Que, mediante Resolución RES/176/2007 de fecha 7 de junio de 2007, la Comisión aprobó el Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Solar a Pequeña Escala.

**SEPTIMO.** Que, mediante oficio 323/635 del 8 de octubre de 2008, la Comisión Federal de Electricidad (la CFE) presentó ante esta Comisión Reguladora de Energía (la Comisión) su propuesta de modificación del Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Solar en Pequeña Escala.

**OCTAVO.** Que, mediante Resolución RES/169/2009 de fecha 23 de julio de 2009, la Comisión expidió las directrices a que se sujetarán los modelos de contrato entre el suministrador y los generadores que utilicen energías renovables.

**NOVENO.** Que la Comisión ha efectuado diversas consultas en esta materia, con personal de la CFE y empresas interesadas.

**DECIMO.** Que, con fecha 31 de octubre de 2008, la CFE realizó el pago de derechos por la modificación al modelo de contrato para la realización de actividades reguladas en términos de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, conforme a lo dispuesto por el artículo 56, fracción V, de la Ley Federal de Derechos, en el Banco Nacional de México, S.A.

**DECIMO PRIMERO.** Que, mediante oficio SE/DGE/2423/2009 del 1 de diciembre de 2009, la Comisión solicitó a la CFE su opinión sobre los modelos de contrato de interconexión para fuente de energía renovable o sistema de cogeneración en pequeña y mediana escala.

**DECIMO SEGUNDO.** Que, mediante oficios 323.02/171 y 323\_02/034 del 14 de diciembre de 2009 y 17 de febrero de 2010, la CFE informó que está de acuerdo en lo general con el contenido de ambos modelos y sus anexos, y realizó comentarios al respecto.

**DECIMO TERCERO.** Que el resultado de las consultas a que se refiere el Resultado Noveno anterior confirma la conveniencia de modificar el modelo de contrato referido en el Resultado Sexto anterior para ampliar su aplicación a cualquier tipo de energía renovable o sistema de cogeneración en pequeña escala; así como de elaborar y expedir un modelo de contrato para proyectos que utilizan energía renovable y que se encuentren conectados en media tensión.

#### **CONSIDERANDO**

**PRIMERO.** Que, de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 3, fracción XIII, de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, corresponde a esta Comisión Reguladora de Energía aprobar y expedir los modelos de convenios y contratos de adhesión para la realización de las actividades reguladas.

**SEGUNDO.** Que el artículo 20 de la LAERFTE señala que las atribuciones de esta Comisión, establecidas en el artículo 7 de la misma Ley, se aplicarán a los sistemas de cogeneración de electricidad aunque no utilicen energías renovables, siempre y cuando cumplan con el criterio de eficiencia que establezca la propia Comisión.

**TERCERO.** Que el artículo 31 del RLAERFTE establece que, para la regulación de la generación con energías renovables como para la cogeneración eficiente, la Comisión expedirá las metodologías y modelos de contrato que correspondan.

**CUARTO.** Que el artículo 35 del Reglamento de la LAERFTE establece que para propósitos de dicho reglamento los generadores renovables para autoabastecimiento de hasta 0.5 MW, tendrán los mismos derechos que los permisionarios, en los términos de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

**QUINTO.** Que el modelo de contrato a que hace referencia el Resultado Sexto anterior se necesita modificar, con la finalidad de tomar en cuenta a los proyectos de generación de energía eléctrica que utilizan cualquier tipo de energía renovable en pequeña escala, y que también se requiere elaborar y expedir un modelo de contrato para proyectos que utilizan energía renovable y que se encuentren conectados en media tensión, manteniendo las ventajas del contrato de interconexión vigente.

**SEXTO.** Que los Modelos de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en Pequeña y Mediana Escala, objeto de la presente Resolución, resultan aplicables a la CFE.

**SEPTIMO.** Que los actos administrativos de carácter general que expidan las dependencias y organismos descentralizados de la Administración Pública Federal deberán publicarse en el Diario Oficial de la Federación para que produzcan efectos jurídicos, de conformidad con el artículo 4 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.

**OCTAVO.** Que, con fecha 22 de diciembre de 2009, en cumplimiento a lo dispuesto por el artículo 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, esta Comisión, por conducto de la Oficialía Mayor de la

Secretaría de Energía, remitió a la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (COFEMER) la Manifestación de Impacto Regulatorio (MIR) correspondiente al anteproyecto de la presente Resolución.

**NOVENO.** Que, con fecha 26 de enero de 2010, esta Comisión recibió el oficio COFEME/10/0144, emitido por la COFEMER, en el que se solicita a esta Comisión atender los comentarios en materia de calidad regulatoria.

**DECIMO.** Que, con fecha 27 de enero de 2010, esta Comisión, por conducto de la Oficialía Mayor de la Secretaría de Energía, remitió a la COFEMER la MIR correspondiente al anteproyecto de la presente Resolución, donde se integran los comentarios a los que hace referencia el Considerando anterior.

**DECIMO PRIMERO.** Que, con fecha 19 de febrero de 2010, esta Comisión recibió el oficio COFEME/10/0549, emitido por la COFEMER, por el que se comunicó el dictamen total sobre la MIR, a que hace referencia en el Considerando anterior, y

**DECIMO SEGUNDO.** Que el procedimiento a que se refiere el artículo 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo fue desahogado mediante el trámite administrativo que se describe en el cuerpo de los Considerandos anteriores.

Por lo anterior, con fundamento en los artículos 17 y 33, fracciones I, IV y XI, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 36, 37, inciso c), y 39 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica; 1, 7, fracción I, y 20 de Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética; 2, fracciones II y IV, 3, fracción XIII, 4 y 11 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía; 1, 2, 3, 4, 12, 14, 16, fracción X, 32, 35, fracción I, 39, 57, fracción I, y 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 31, fracción IV, del Reglamento de Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética; 1, 11 y 148 al 160 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, y 1, 2, 3, fracción VI, inciso a), 33, 34, fracción XXXI, 35 y 36 fracción III, del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, esta Comisión Reguladora de Energía:

#### **RESUELVE**

**PRIMERO.** Se sustituye el Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Solar en Pequeña Escala por el Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en Pequeña Escala, en los términos del Anexo Uno que forma parte de la presente Resolución.

**SEGUNDO.** Se expide el Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en Mediana Escala en los términos del Anexo Dos que forma parte de la presente Resolución.

**TERCERO.** Se requiere a la Comisión Federal de Electricidad para que, en un plazo no mayor de cuarenta días hábiles contados a partir de la fecha en que surta efectos la notificación de la presente Resolución, presente a la Comisión las especificaciones técnicas necesarias para que los proyectos que utilizan fuentes de energía renovable o sistemas de cogeneración en pequeña escala puedan interconectarse al Sistema Eléctrico Nacional.

**CUARTO.** Se requiere a la Comisión Federal de Electricidad para que, en los primeros quince días de los meses de enero y julio de cada año, presente a la Comisión información estadística relativa a la instalación y actualización de las personas físicas y morales que han suscrito cualquiera de los modelos de contrato objeto de la presente Resolución (nombre, ubicación, fecha de firma del contrato, tipo de fuente de energía renovable, capacidad instalada, energía eléctrica generada en el periodo, etc.).

**QUINTO.** Se exhorta a la Comisión Federal de Electricidad que realice las gestiones necesarias para la inscripción de los modelos de contrato objeto de la presente Resolución, en el Registro Federal de Trámites y Servicios.

**SEXTO.** Notifíquese la presente Resolución a la Comisión Federal de Electricidad y hágase de su conocimiento que contra el presente acto administrativo podrá interponerse el recurso de reconsideración que prevé el artículo 11 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía y que el expediente respectivo se encuentra y puede ser consultado en las oficinas de esta Comisión Reguladora de Energía, ubicadas en Horacio 1750, Col. Polanco, Del. Miguel Hidalgo, 11510, México, D.F.

**SEPTIMO.** Publíquese la presente Resolución en el Diario Oficial de la Federación.

**OCTAVO.** En su oportunidad, inscribese la presente Resolución en el Registro a que hace referencia la fracción XVI del artículo 3 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía bajo el número **RES/054/2010**.

México, D.F., a 4 de marzo de 2010.- El Presidente, **Francisco Javier Salazar Diez de Sollano**.- Rúbrica.- Los Comisionados: **Francisco José Barnés de Castro, Rubén F. Flores García, Israel Hurtado Acosta, Noé Navarrete González**.- Rúbricas.

#### ANEXO UNO

**CONTRATO DE INTERCONEXION PARA FUENTE DE ENERGIA RENOVABLE O SISTEMA DE COGENERACION EN PEQUEÑA ESCALA QUE CELEBRAN, POR UNA PARTE LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD, DENOMINADA EN LO SUCESIVO EL SUMINISTRADOR, Y POR LA OTRA \_\_\_\_\_, A QUIEN EN LO SUCESIVO SE DENOMINARA EL GENERADOR, REPRESENTADO POR \_\_\_\_\_ EN SU CARACTER DE \_\_\_\_\_, AL TENOR DE LAS SIGUIENTES DECLARACIONES Y CLAUSULAS.**

#### DECLARACIONES

I. Declara el **Suministrador** que:

- (a) Es un organismo público descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propios, que se rige por la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento, y acredita tal carácter en los términos del artículo 8 de la citada **Ley**.
- (b) Su representante, el señor \_\_\_\_\_ cuenta con todas las facultades necesarias para comparecer a la celebración del presente contrato, según consta en la Escritura Pública número \_\_\_\_\_ de fecha \_\_\_\_\_, pasada ante la fe del señor licenciado \_\_\_\_\_, Notario Público número \_\_\_\_\_ de la ciudad de \_\_\_\_\_.
- (c) Tiene su domicilio en \_\_\_\_\_, mismo que señala para todos los fines y efectos legales del presente **Contrato**.
- (d) El presente **Contrato** es aplicable a todos los **Generadores con Fuente de Energía Renovable** y **Generadores con Sistema de Cogeneración** en Pequeña Escala con capacidad hasta de 30 kW, que se interconecten a la red eléctrica del suministrador en tensiones inferiores a 1 kV, y que no requieren hacer uso del **Sistema del Suministrador** para portear energía a sus cargas.

II. Declara el **Generador** que:

- (a) (Opción 1. persona física): Es una persona física que comparece por su propio derecho con capacidad jurídica para contratar y obligarse en términos del presente Contrato y se identifica con \_\_\_\_\_, expedida por \_\_\_\_\_, de fecha \_\_\_\_\_.

(Opción 2. persona moral): Es una sociedad mexicana, constituida de acuerdo con la Escritura Pública número \_\_\_\_\_ de fecha \_\_\_\_\_, pasada ante la fe del licenciado \_\_\_\_\_, Notario Público No. \_\_\_\_\_ de la ciudad de \_\_\_\_\_, e inscrita en el Registro Público de Comercio de \_\_\_\_\_ bajo el número \_\_\_\_\_.]

Su representante \_\_\_\_\_, quien actúa con el carácter de \_\_\_\_\_, cuenta con todas las facultades necesarias para la celebración del presente contrato, según se desprende de la Escritura Pública No. \_\_\_\_\_ de fecha \_\_\_\_\_, pasada ante la fe del señor licenciado \_\_\_\_\_ Notario Público No. \_\_\_\_\_ de la ciudad de \_\_\_\_\_ e inscrita en el Registro Público de Comercio de \_\_\_\_\_ bajo el número \_\_\_\_\_].

- (b) Tiene su domicilio en \_\_\_\_\_, mismo que señala para todos los fines y efectos legales de este **Contrato**.

- (c) Se obliga a proporcionar al Suministrador, y según sea el caso, acreditar documentalmente con **Información Técnica**, que cuenta con equipo de cogeneración que cumple con los términos del artículo 36, fracción II, de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

#### CLAUSULAS

**PRIMERA.** Objeto del **Contrato**. El objeto de este **Contrato** es realizar y mantener durante la vigencia del mismo, la interconexión entre el Sistema Eléctrico Nacional propiedad del **Suministrador** y la **Fuente de Energía Renovable** o el **Sistema de Cogeneración** en pequeña escala del **Generador**;

**SEGUNDA.** Definiciones. Los términos que aparecen en este **Contrato**, ya sea en el propio cuerpo o en cualquiera de sus anexos, con inicial mayúscula y negrillas tendrán el significado que se les asigna en esta cláusula segunda. Dicho significado se aplicará al término tanto en singular como en plural.

- **Cogeneración.** Conforme a lo dispuesto en el artículo 36, fracción II, de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica.
- **Contrato.** El presente **Contrato** para **Fuente de Energía Renovable** o **Sistema de Cogeneración** en pequeña escala incluyendo todos y cada uno de sus anexos.
- **Generador.** La persona física o moral que cuente con un equipo de generación eléctrica con **Fuente de Energía Renovable** o aquellas personas físicas o morales que cuenten con un **Sistema de Cogeneración** en Pequeña Escala.
- **Información Técnica:** Información suficiente con la que se deberá demostrar que se cuenta con equipo de cogeneración que se acreditará con copias de alguno de los siguientes documentos: factura, manuales del fabricante, diagramas de proceso, entre otros.
- **Fuente de Energía Renovable: Generadores** de energía renovable como se define en el artículo 3, fracción II, de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética.
- **Kilowatt hora (kWh).** Unidad convencional de medida de energía eléctrica.
- **Ley.** La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.
- **Parte.** El Suministrador de acuerdo a la **Ley** y la persona física o moral que suscribe el **Contrato**.
- **Sistema.** El Sistema Eléctrico Nacional propiedad del **Suministrador**.
- **Sistema de Cogeneración.** Dispositivos que en su conjunto producen energía eléctrica mediante **Cogeneración**.

**TERCERA.** Vigencia del **Contrato**. El presente **Contrato** surtirá sus efectos a partir de la fecha en que sea firmado por ambas **Partes** y tendrá una duración indefinida.

**CUARTA.** Terminación anticipada y rescisión. El presente **Contrato** podrá darse por terminado anticipadamente por cualquiera de las causas siguientes:

- a) Por voluntad del **Generador**, siendo requisito previo la notificación por escrito del **Generador** al **Suministrador** con anticipación no menor a treinta (30) días hábiles.
- b) Por necesidades del servicio, siendo requisito previo la notificación por escrito del **Suministrador** al **Generador** con anticipación no menor a treinta (30) días hábiles.
- c) Por acuerdo de las **Partes**.

El presente **Contrato** podrá rescindirse por contravención a las disposiciones que establece la **Ley**, su Reglamento y las demás disposiciones aplicables al **Contrato**, siempre y cuando dicha contravención afecte sustancialmente lo establecido en este **Contrato**.

Mientras no se rescinda el **Contrato**, cada **Parte** seguirá cumpliendo con sus obligaciones respectivas al amparo del mismo.

**QUINTA.** Entrega de energía por el **Generador**. El **Generador** se compromete a poner a disposición del **Suministrador** la energía producida por la **Fuente de Energía Renovable** o por el **Sistema de Cogeneración** en pequeña escala, y el **Suministrador** se compromete a recibirla hasta por un total igual a la energía asociada a la potencia de \_\_\_\_\_ kW.

La potencia máxima a instalar dependerá del tipo de servicio, y no podrá ser mayor a lo siguiente:

Para usuarios con servicio de uso residencial: hasta 10 kW.

Para usuarios con servicio de uso general en baja tensión: hasta 30 kW.

**SEXTA.** Interconexión. Las inversiones necesarias para la construcción de las instalaciones o equipos que técnicamente sean necesarios serán a cargo del **Generador**.

Asimismo, estará a cargo del **Generador** cualquier modificación que sea necesario realizar a las instalaciones existentes para lograr la interconexión, mismas que, en su caso, realizará bajo la supervisión del **Suministrador** y previa autorización de éste.

Las instalaciones y equipos necesarios en el Punto de Interconexión así como los elementos de protección, requeridos para la conexión con el **Sistema** deberán cumplir con las especificaciones conducentes del **Suministrador** y las Normas Oficiales Mexicanas (NOM). Las características de estas instalaciones y equipos serán las establecidas por el **Suministrador**.

**SEPTIMA.** Medición. Los medidores y los equipos de medición a ser usados para medir la energía entregada por el **Generador** al **Suministrador** y la que entregue el **Suministrador** al **Generador** serán instalados por el **Suministrador** a costa del **Generador**. Los medidores a instalar tendrán la capacidad de efectuar la medición neta (Net Metering) entre la energía eléctrica entregada por el **Suministrador** y la energía eléctrica entregada por el **Generador** al **Suministrador**. En razón de ello, el **Generador** únicamente pagará la diferencia entre el costo del equipo necesario para realizar la medición neta y el costo del equipo convencional que instalaría el **Suministrador** para la entrega de energía eléctrica que corresponda.

El **Generador** puede instalar y mantener a su propia costa, medidores y equipo de medición de reserva en el Punto de Interconexión adicionales a los mencionados en el párrafo anterior de esta cláusula, siempre y cuando cumplan con las normas y prácticas que tiene establecidas el **Suministrador** para ese propósito.

**OCTAVA.** Contrato de Suministro. El **Generador** se obliga a mantener vigente un contrato de suministro de energía eléctrica en la tarifa aplicable durante todo el tiempo que dure la interconexión de su fuente con la red del **Suministrador**.

**NOVENA.** Facturación y pagos. Para fines de facturación, el consumo de kWh del **Generador**, se determinará como la diferencia entre la energía eléctrica entregada por el **Suministrador** y la entregada por el **Generador** al **Suministrador**.

Cuando la diferencia sea negativa, se considerará como un crédito a favor del **Generador** que podrá ser compensado dentro del periodo de 12 meses siguientes. De no efectuarse la compensación en ese periodo, el crédito será cancelado y el **Generador** renuncia a cualquier pago por este concepto.

Cuando la diferencia sea positiva, se considerará como un crédito a favor del **Suministrador** y se facturará en la tarifa aplicable según el contrato mencionado en la cláusula octava.

**DECIMA.** El **Generador** se obliga a no intervenir ni modificar los equipos en sus instalaciones que están asociados a la desconexión de su fuente de energía, ni a los asociados a la desconexión de sus instalaciones de las instalaciones del **Suministrador**. En caso contrario, el **Generador** deberá responder de los daños y perjuicios que cause el **Suministrador**.

**DECIMA PRIMERA.** Lugar de pago. Todos los pagos se harán en moneda de curso legal en los Estados Unidos Mexicanos en las oficinas de atención al público del **Suministrador** o en las instituciones o medios que éste establezca.

**DECIMA SEGUNDA.** Supletoriedad. Para lo no establecido en el presente Contrato, se aplicarán las disposiciones del contrato de suministro de energía eléctrica mencionado en la cláusula octava así como lo dispuesto en las disposiciones jurídicas aplicables.

**DECIMA TERCERA.** Modificaciones. Cualquier modificación al presente **Contrato** deberá formalizarse por escrito y ambas **Partes** deberán suscribir el convenio correspondiente.

**DECIMA CUARTA.** Caso fortuito y fuerza mayor. Las **Partes** no serán responsables por el incumplimiento de sus obligaciones cuando el mismo resulte de caso fortuito o fuerza mayor.

**DECIMA QUINTA.** Cesión de derechos. El **Generador** tiene prohibida la cesión parcial o total de los derechos y obligaciones derivadas del presente **Contrato**, sin la previa autorización por escrito del **Suministrador**.

**DECIMA SEXTA.** Legislación y tribunales. El presente **Contrato** se rige e interpreta por las leyes federales de los Estados Unidos Mexicanos y, en particular, por la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento. Las controversias que surjan del presente contrato serán competencia de los tribunales federales en la ciudad \_\_\_\_\_ y al efecto las partes renuncian al diverso fuero que pudiere corresponderles por razón de su domicilio u otras causas.

Este **Contrato** se firma en \_\_\_ ejemplares en la Ciudad de \_\_\_\_\_, el \_\_\_ de \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_.

**EL SUMINISTRADOR**

**EL GENERADOR**

Las firmas y antefirmas que anteceden corresponden al **Contrato** celebrado entre \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_ (el **Suministrador**) y \_\_\_\_\_ (el **Generador**).

## Anexo 4

Requisitos técnicos para la interconexión de fuentes distribuidas de generación en pequeña escala.

### 1. ALCANCE

Este documento establece los requisitos y especificaciones técnicas para la interconexión entre una fuente de energía distribuida en pequeña escala y el sistema eléctrico nacional.

### 2. DEFINICIONES

#### Generación Distribuida (GD)

Equipos e instalaciones de generación eléctrica conectadas al sistema eléctrico nacional por medio de un punto de interconexión.

#### Sistema Eléctrico

Equipos e instalaciones que entregan energía eléctrica a una carga.

#### Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

Sistema eléctrico disponible en toda la república y que entrega energía eléctrica a las redes eléctricas locales.

### **Sistema Eléctrico Local (SEL)**

Sistema eléctrico contenido enteramente dentro de uno o varios recintos y que no pertenece al Sistema Eléctrico Nacional.

### **Fuente de Energía Distribuida (FED)**

Fuente de energía eléctrica que no está directamente conectada a los grandes sistemas de transmisión. Las fuentes incluyen generadores y tecnologías de almacenamiento de energía

### **Fuente de Energía Distribuida en Pequeña Escala.**

Es una fuente de energía distribuida que es interconectada al sistema eléctrico nacional con tensiones menores a 1 kV y en potencias menores o iguales a 30 kW.

### **Interconexión**

El resultado del proceso de conectar una fuente de energía distribuida al Sistema Eléctrico Nacional.

### **Isla**

Condición en la cual una porción del sistema eléctrico nacional es energizado únicamente por uno o más sistemas eléctricos locales a través de los puntos de interconexión mientras que esta porción del sistema eléctrico nacional está eléctricamente separado del resto del SEN.

### **Isla intencional**

Una condición de operación en isla planeada

### **Isla no intencional**

Condición de operación en isla no planeada.

### **Punto de interconexión (PI)**

Punto donde un sistema eléctrico local es conectado al Sistema Eléctrico Nacional.

### **Punto de Conexión de una Fuente de Energía Distribuida**

Punto en el que una fuente de energía distribuida (FED) es eléctricamente conectada a un sistema eléctrico ya sea local o nacional.

### **CFE**

Comisión Federal de Electricidad

### **3. REQUISITOS Y ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA LA INTERCONEXION**

Los requisitos establecidos en el presente documento deben cumplirse en el punto de interconexión aunque los dispositivos usados para cumplirlos estén localizados en otro lugar. Los requisitos aplican tanto para la interconexión ya sea de una sola Fuente de Energía Distribuida o bien para varias, contenidas en un solo Sistema Eléctrico Local.

#### **3.1. Requisitos Generales**

##### **3.1.1. Regulación de Tensión**

La FED no deberá regular la tensión en el punto de interconexión. Así mismo no debe causar que la tensión de suministro del SEN salga de lo requerido por la CFE.

##### **3.1.2. Sincronía**

Para la interconexión de la FED con el SEN, se requerirá contar con los dispositivos necesarios para sincronizar ambos sistemas.

Para los casos de esquemas de cogeneración, la FED entrará en paralelo con el SEN sin causar fluctuación de tensión mayor a  $\pm 5\%$  de los niveles de tensión del SEN en el punto de interconexión y deberá cumplir con los requerimientos de disturbios que establezca CFE.

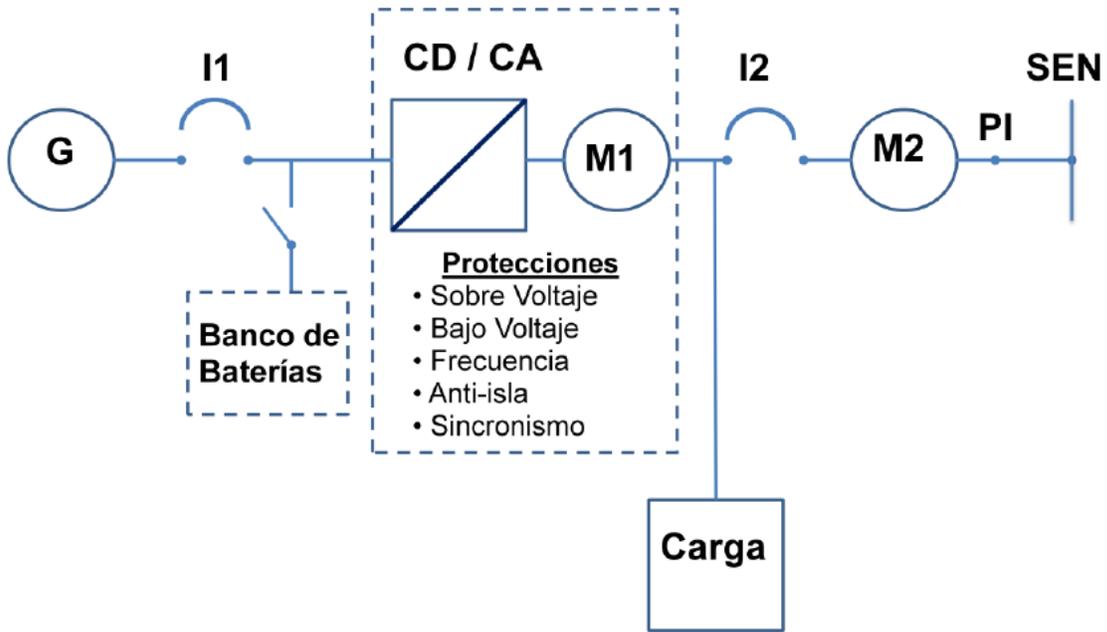
##### **3.1.3. Energización del Sistema Eléctrico Nacional**

La FED no debe energizar el SEN cuando el SEN esté desenergizado.

#### **3.2. Condiciones Anormales de Operación**

El FED deberá contar con los dispositivos de protección adecuados para desconectarse del SEN en caso de fallas en el propio SEN al cual se encuentra conectado, como se muestra en la figura No.1.

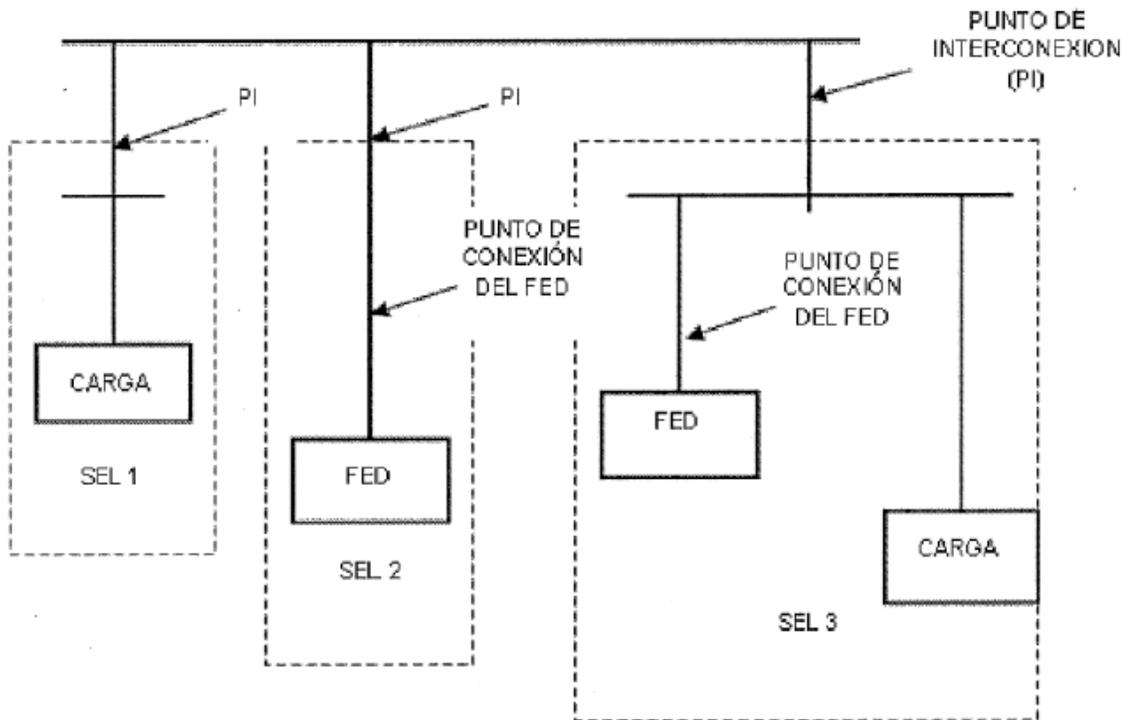
Figura No.1



El uso del banco de baterías es opcional. El convertidor CD/CA es opcional de acuerdo al equipo usado para generar.

Figura No. 2

### SISTEMA ELECTRICO NACIONAL (SEN)



### 3.2.1 Voltaje

La protección en el PI deberá detectar el valor rms o la frecuencia fundamental del voltaje de alimentación del suministrador de cada fase a neutro. Los tiempos totales de desconexión dependiendo del nivel de voltaje se indican en la Tabla No. 1. Los dispositivos de voltaje podrán ser fijos o ajustables en campo.

Tabla 1. Respuesta a tensiones anormales en el PI.

<b>Rango de tensión (% de la tensión base)</b>	<b>Tiempo de liberación<sup>(1)</sup> (s)</b>
$V < 50$	0.16
$50 \leq V < 88$	2.00
$110 < V < 120$	1.00
$V \geq 120$	0.16

1 FED  $\leq$  30 kW, tiempo máximo de operación

El voltaje deberá ser detectado en el PI o punto de conexión del FED de acuerdo a la figura No. 2.

La capacidad del fusible o interruptor termomagnético I1 debe ser seleccionado en función de la capacidad del generador, y el I2 debe ser seleccionado en función de la carga del servicio.

### 3.2.2. Frecuencia

Cuando la frecuencia del sistema se encuentre en los rangos dados en la Tabla No.2 la protección en el PI deberá operar con los tiempos totales indicados en la misma. Los dispositivos de frecuencia podrán ser fijos o ajustables en campo. Los ajustes de baja frecuencia deberán se coordinados con los dispositivos del SEN.

Tabla 2. Respuesta a frecuencias anormales en el PI.

<b>Tamaño de la planta (KW)</b>	<b>Rango de frecuencia (Hz)</b>	<b>Tiempo de liberación<sup>(1)</sup> (s)</b>
$\leq 30$	$> 60.5$	0.16
	$< 59.5$	0.16

1 FED  $\leq$  30 KW, tiempo máximo de operación

### 3.2.3. Re-Conexión al PI

Después de un disturbio, el FED no deberá reconectarse hasta que el voltaje en el PI esté dentro de los límites pre-establecidos por la CFE y la frecuencia esté entre 59.3 Hz y 60.5 Hz.

Para los casos en que el FED cuente con equipo de reconexión automática deberá ser ajustado de tal manera que la re-conexión se de 5 minutos después de que el voltaje y la frecuencia se hayan restablecido dentro de los límites indicados anteriormente.

### **3.3. Operación en Isla**

#### **3.3.1. Operación en Isla No Intencional**

Para una operación en isla no-intencional en la que la FED alimenta una parte del SEN en el PI, la FED deberá detectar esta condición y desconectarse del SEN en un tiempo no mayor a medio segundo.

#### **3.3.2 Otros**

Debido a la magnitud de la capacidad de generación, este tipo de proyectos no requiere de dispositivos especiales de protección en el SEN. El generador debe asegurarse que sus instalaciones cuenten con dispositivos de control y protección, diseñados para prevenir la formación de una isla eléctrica involuntaria al ocurrir cualquier disturbio eléctrico. No se aceptará el uso de fusibles para proveer esta función.

El medidor M1 que se indica en la figura 1 tiene la función de registrar la generación total en kWh de la FED y deberá ser suministrado por el generador o integrado como parte del FED. El medidor M2 es el medidor de facturación, ambos medidores se describen en el documento "Características de los equipos de medición para generación en pequeña escala".

El generador será responsable de operar, mantener y reparar sus instalaciones a fin de que éstas cumplan en todo momento con los requisitos de seguridad y confiabilidad de la operación en paralelo con el sistema.

## Anexo 5

### Tablas de costo para diferentes capacidades en sistema aislado con baterías

Concepto	10 kWh/mes			
	Precio	Costo Presente	% CCVU	
<b>Costos iniciales</b>				
Materiales	Paneles	\$ 3,196.80	\$ 3,196.80	13.54%
	Baterías	\$ 435.97	\$ 435.97	1.85%
	Inversor	\$ 613.09	\$ 613.09	2.60%
	Controlador	\$ 901.90	\$ 901.90	3.82%
	Soportes	\$ 1,604.98	\$ 1,604.98	6.80%
	Cableado y tubería	\$ 472.69	\$ 472.69	2.00%
	<b>Subtotal</b>		\$ 7,225.44	30.59%
Instalación	Mano de obra	\$ 500.00	\$ 500.00	2.12%
	Herramienta	\$ 5.00	\$ 5.00	0.02%
	Otros Materiales	\$ 361.27	\$ 361.27	1.53%
	Transporte	\$ 144.51	\$ 144.51	0.61%
	Costos Indirectos	\$ 722.54	\$ 722.54	3.06%
	Utilidad	\$ 722.54	\$ 722.54	3.06%
<b>Subtotal</b>		\$ 2,455.87	10.40%	
<b>Operación y Mantenimiento</b>				
Mantenimiento anual	\$ 500.00	\$ 10,517.95	44.53%	
<b>Reemplazo de componentes</b>				
Costos de operación	Baterías 4 años	\$ 435.97	\$ 444.38	1.88%
	Baterías 8 años	\$ 435.97	\$ 452.94	1.92%
	Baterías 12 años	\$ 435.97	\$ 461.68	1.95%
	Baterías 16 años	\$ 435.97	\$ 470.58	1.99%
	Inversor 10 años	\$ 613.09	\$ 643.06	2.72%
	Controlador 10 años	\$ 901.90	\$ 945.99	4.01%
	-			
-				
-				
-				
<b>Subtotal</b>		\$ 13,936.58	59.01%	
Resultados	<b>CCVU TOTAL</b>		\$ 23,617.89	100.00%
	<b>CCVU anualizado</b>		\$ 1,122.74	
	<b>Producción de energía anual total [kWh]</b>		120	
	<b>Costo del kW</b>		\$ 9.36	

Concepto	15 kWh/mes			
	Precio	Costo Presente	% CCVU	
<b>Costos iniciales</b>				
Materiales	Paneles	\$ 4,795.20	\$ 4,795.20	18.75%
	Baterías	\$ 435.97	\$ 435.97	1.70%
	Inversor	\$ 613.09	\$ 613.09	2.40%
	Controlador	\$ 901.90	\$ 901.90	3.53%
	Soportes	\$ 1,604.98	\$ 1,604.98	6.27%
	Cableado y tubería	\$ 417.56	\$ 417.56	1.63%
	<b>Subtotal</b>		\$ 8,768.70	34.28%
Instalación	Mano de obra	\$ 500.00	\$ 500.00	1.95%
	Herramienta	\$ 5.00	\$ 5.00	0.02%
	Otros Materiales	\$ 438.44	\$ 438.44	1.71%
	Transporte	\$ 175.37	\$ 175.37	0.69%
	Costos Indirectos	\$ 876.87	\$ 876.87	3.43%
	Utilidad	\$ 876.87	\$ 876.87	3.43%
<b>Subtotal</b>		\$ 2,872.55	11.23%	
<b>Operación y Mantenimiento</b>				
Mantenimiento anual	\$ 500.00	\$ 10,517.95	41.12%	
<b>Reemplazo de componentes</b>				
Costos de operación	Baterías 4 años	\$ 435.97	\$ 444.38	1.74%
	Baterías 8 años	\$ 435.97	\$ 452.94	1.77%
	Baterías 12 años	\$ 435.97	\$ 461.68	1.80%
	Baterías 16 años	\$ 435.97	\$ 470.58	1.84%
	Inversor 10 años	\$ 613.09	\$ 643.06	2.51%
	Controlador 10 años	\$ 901.90	\$ 945.99	3.70%
	-			
-				
-				
-				
<b>Subtotal</b>		\$ 13,936.58	54.49%	
Resultados	<b>CCVU TOTAL</b>		\$ 25,577.83	100.00%
	<b>CCVU anualizado</b>		\$ 1,215.91	
	<b>Producción de energía anual total [kWh]</b>		180	
	<b>Costo del kW</b>		\$ 6.76	

	Concepto	<b>20 kWh/mes</b>		
		Precio	Costo Presente	% CCVU
	<b>Costos iniciales</b>			
Materiales	Paneles	\$5,994.00	\$ 5,994.00	21.25%
	Baterías	\$ 622.64	\$ 622.64	2.21%
	Inversor	\$ 613.09	\$ 613.09	2.17%
	Controlador	\$ 901.90	\$ 901.90	3.20%
	Soportes	\$1,604.98	\$ 1,604.98	5.69%
	Cableado y tubería	\$ 486.83	\$ 486.83	1.73%
	<b>Subtotal</b>		\$ 10,223.44	36.24%
Instalación	Mano de obra	\$ 500.00	\$ 500.00	1.77%
	Herramienta	\$ 5.00	\$ 5.00	0.02%
	Otros Materiales	\$ 511.17	\$ 511.17	1.81%
	Transporte	\$ 204.47	\$ 204.47	0.72%
	Costos Indirectos	\$1,022.34	\$ 1,022.34	3.62%
	Utilidad	\$1,022.34	\$ 1,022.34	3.62%
	<b>Subtotal</b>		\$ 3,265.33	11.58%
	<b>Operación y Mantenimiento</b>			
Costos de operación	Mantenimiento anual	\$ 500.00	\$ 10,517.95	37.29%
	<b>Reemplazo de componentes</b>			
	Baterías 4 años	\$ 622.64	\$ 634.64	2.25%
	Baterías 8 años	\$ 622.64	\$ 646.88	2.29%
	Baterías 12 años	\$ 622.64	\$ 659.35	2.34%
	Baterías 16 años	\$ 622.64	\$ 672.06	2.38%
	Inversor 10 años	\$ 613.09	\$ 643.06	2.28%
	Controlador 10 años	\$ 901.90	\$ 945.99	3.35%
	-			
	-			
	-			
	-			
	<b>Subtotal</b>		\$ 14,719.93	52.18%
Resultados	<b>CCVU TOTAL</b>		\$ 28,208.71	100.00%
	<b>CCVU anualizado</b>		\$ 1,340.98	
	<b>Producción de energía anual total [kWh]</b>		240	
	<b>Costo del kW</b>		\$ 5.59	

	Concepto	<b>25 kWh/mes</b>		
		Precio	Costo Presente	% CCVU
	<b>Costos iniciales</b>			
Materiales	Paneles	\$ 7,992.00	\$ 7,992.00	24.55%
	Baterías	\$ 926.45	\$ 926.45	2.85%
	Inversor	\$ 613.09	\$ 613.09	1.88%
	Controlador	\$ 901.90	\$ 901.90	2.77%
	Soportes	\$ 1,604.98	\$ 1,604.98	4.93%
	Cableado y tubería	\$ 601.92	\$ 601.92	1.85%
	<b>Subtotal</b>		\$ 12,640.34	38.83%
Instalación	Mano de obra	\$ 500.00	\$ 500.00	1.54%
	Herramienta	\$ 5.00	\$ 5.00	0.02%
	Otros Materiales	\$ 632.02	\$ 632.02	1.94%
	Transporte	\$ 252.81	\$ 252.81	0.78%
	Costos Indirectos	\$ 1,264.03	\$ 1,264.03	3.88%
	Utilidad	\$ 1,264.03	\$ 1,264.03	3.88%
	<b>Subtotal</b>		\$ 3,917.89	12.04%
	<b>Operación y Mantenimiento</b>			
Costos de operación	Mantenimiento anual	\$ 500.00	\$ 10,517.95	32.31%
	<b>Reemplazo de componentes</b>			
	Baterías 4 años	\$ 926.45	\$ 944.30	2.90%
	Baterías 8 años	\$ 926.45	\$ 962.51	2.96%
	Baterías 12 años	\$ 926.45	\$ 981.06	3.01%
	Baterías 16 años	\$ 926.45	\$ 999.97	3.07%
	Inversor 10 años	\$ 613.09	\$ 643.06	1.98%
	Controlador 10 años	\$ 901.90	\$ 945.99	2.91%
	-			
	-			
	-			
	-			
	<b>Subtotal</b>		\$ 15,994.85	49.13%
Resultados	<b>CCVU TOTAL</b>		\$ 32,553.08	100.00%
	<b>CCVU anualizado</b>		\$ 1,547.50	
	<b>Producción de energía anual total [kWh]</b>		300	
	<b>Costo del kW</b>		\$ 5.16	

	Concepto	50 kWh/mes		
		Precio	Costo Presente	% CCVU
Costos iniciales				
Materiales	Paneles	\$ 15,984.00	\$ 15,984.00	34.97%
	Baterías	\$ 1,852.89	\$ 1,852.89	4.05%
	Inversor	\$ 613.09	\$ 613.09	1.34%
	Controlador	\$ 901.90	\$ 901.90	1.97%
	Soportes	\$ 2,500.93	\$ 2,500.93	5.47%
	Cableado y tubería	\$ 1,092.64	\$ 1,092.64	2.39%
	<b>Subtotal</b>		<b>\$ 22,945.45</b>	<b>50.20%</b>
Instalación	Mano de obra	\$ 500.00	\$ 500.00	1.09%
	Herramienta	\$ 5.00	\$ 5.00	0.01%
	Otros Materiales	\$ 1,147.27	\$ 1,147.27	2.51%
	Transporte	\$ 458.91	\$ 458.91	1.00%
	Costos Indirectos	\$ 2,294.55	\$ 2,294.55	5.02%
	Utilidad	\$ 2,294.55	\$ 2,294.55	5.02%
<b>Subtotal</b>		<b>\$ 6,700.27</b>	<b>14.66%</b>	
Operación y Mantenimiento				
	Mantenimiento anual	\$ 500.00	\$ 10,517.95	23.01%
Reemplazo de componentes				
Costos de operación	Baterías 9 años	\$ 1,852.89	\$ 1,934.23	4.23%
	Baterías 18 años	\$ 1,852.89	\$ 2,019.13	4.42%
	Inversor 10 años	\$ 613.09	\$ 643.06	1.41%
	Controlador 10 años	\$ 901.90	\$ 945.99	2.07%
	-			
	-			
<b>Subtotal</b>		<b>\$ 16,060.36</b>	<b>35.14%</b>	
Resultados	<b>CCVU TOTAL</b>		\$ 45,706.09	100.00%
	<b>CCVU anualizado</b>		\$ 2,172.77	
	<b>Producción de energía anual total [kWh]</b>		600	
	<b>Costo del kW</b>		\$ 3.62	

	Concepto	75 kWh/mes		
		Precio	Costo Presente	% CCVU
Costos iniciales				
Materiales	Paneles	\$ 23,576.40	\$ 23,576.40	40.58%
	Baterías	\$ 2,143.54	\$ 2,143.54	3.69%
	Inversor	\$ 1,044.52	\$ 1,044.52	1.80%
	Controlador	\$ 998.54	\$ 998.54	1.72%
	Soportes	\$ 2,500.93	\$ 2,500.93	4.30%
	Cableado y tubería	\$ 1,513.20	\$ 1,513.20	2.60%
	<b>Subtotal</b>		<b>\$ 31,777.13</b>	<b>54.70%</b>
Instalación	Mano de obra	\$ 500.00	\$ 500.00	0.86%
	Herramienta	\$ 5.00	\$ 5.00	0.01%
	Otros Materiales	\$ 1,588.86	\$ 1,588.86	2.73%
	Transporte	\$ 635.54	\$ 635.54	1.09%
	Costos Indirectos	\$ 3,177.71	\$ 3,177.71	5.47%
	Utilidad	\$ 3,177.71	\$ 3,177.71	5.47%
<b>Subtotal</b>		<b>\$ 9,084.83</b>	<b>15.64%</b>	
Operación y Mantenimiento				
	Mantenimiento anual	\$ 500.00	\$ 10,517.95	18.10%
Reemplazo de componentes				
Costos de operación	Baterías 9 años	\$ 2,143.54	\$ 2,237.63	3.85%
	Baterías 18 años	\$ 2,143.54	\$ 2,335.86	4.02%
	Inversor 10 años	\$ 1,044.52	\$ 1,095.59	1.89%
	Controlador 10 años	\$ 998.54	\$ 1,047.36	1.80%
	-			
	-			
<b>Subtotal</b>		<b>\$ 17,234.39</b>	<b>29.67%</b>	
Resultados	<b>CCVU TOTAL</b>		\$ 58,096.34	100.00%
	<b>CCVU anualizado</b>		\$ 2,761.77	
	<b>Producción de energía anual total [kWh]</b>		900	
	<b>Costo del kW</b>		\$ 3.07	

	Concepto	<b>100 kWh/mes</b>		
		Precio	Costo Presente	% CCVU
	<b>Costos iniciales</b>			
Materiales	Paneles	\$ 31,568.40	\$ 31,568.40	41.37
	Baterías	\$ 3,514.56	\$ 3,514.56	4.61
	Inversor	\$ 1,044.52	\$ 1,044.52	1.37
	Controlador	\$ 1,320.85	\$ 1,320.85	1.72
	Soportes	\$ 4,105.91	\$ 4,105.91	5.38
	Cableado y tubería	\$ 2,077.71	\$ 2,077.71	2.72
	<b>Subtotal</b>		\$ 43,631.95	57.18
Instalación	Mano de obra	\$ 500.00	\$ 500.00	0.66
	Herramienta	\$ 5.00	\$ 5.00	0.01
	Otros Materiales	\$ 2,181.60	\$ 2,181.60	2.86
	Transporte	\$ 872.64	\$ 872.64	1.14
	Costos Indirectos	\$ 4,363.19	\$ 4,363.19	5.72
	Utilidad	\$ 4,363.19	\$ 4,363.19	5.72
	<b>Subtotal</b>		\$ 12,285.63	16.10
	<b>Operación y Mantenimiento</b>			
Costos de operación	Mantenimiento anual	\$ 500.00	\$ 10,517.95	13.78
	<b>Reemplazo de componentes</b>			
	Baterías 7 años	\$ 3,514.56	\$ 3,633.98	4.76
	Baterías 14 años	\$ 3,514.56	\$ 3,757.45	4.92
	Inversor 10 años	\$ 1,044.52	\$ 1,095.59	1.44
	Controlador 10 años	\$ 1,320.85	\$ 1,385.42	1.82
	<b>Subtotal</b>		\$ 20,390.38	26.72
Resultados	<b>CCVU TOTAL</b>		\$ 76,307.96	100.00
	<b>CCVU anualizado</b>		\$ 3,627.51	
	<b>Producción de energía anual total [kWh]</b>	1200		
	<b>Costo del kW</b>		\$ 3.02	

	Concepto	<b>125 kWh/mes</b>		
		Precio	Costo Presente	% CCVU
	<b>Costos iniciales</b>			
Materiales	Paneles	\$ 39,960.00	\$ 39,960.00	41.96%
	Baterías	\$ 4,287.08	\$ 4,287.08	4.50%
	Inversor	\$ 1,603.53	\$ 1,603.53	1.68%
	Controlador	\$ 2,336.37	\$ 2,336.37	2.45%
	Soportes	\$ 5,001.86	\$ 5,001.86	5.25%
	Cableado y tubería	\$ 2,659.44	\$ 2,659.44	2.79%
	<b>Subtotal</b>		\$ 55,848.28	58.65%
Instalación	Mano de obra	\$ 500.00	\$ 500.00	0.53%
	Herramienta	\$ 5.00	\$ 5.00	0.01%
	Otros Materiales	\$ 2,792.41	\$ 2,792.41	2.93%
	Transporte	\$ 1,116.97	\$ 1,116.97	1.17%
	Costos Indirectos	\$ 5,584.83	\$ 5,584.83	5.86%
	Utilidad	\$ 5,584.83	\$ 5,584.83	5.86%
	<b>Subtotal</b>		\$ 15,584.04	16.36%
	<b>Operación y Mantenimiento</b>			
Costos de operación	Mantenimiento anual	\$ 500.00	\$ 10,517.95	11.04%
	<b>Reemplazo de componentes</b>			
	Baterías 9 años	\$ 4,287.08	\$ 4,475.27	4.70%
	Baterías 18 años	\$ 4,287.08	\$ 4,671.71	4.91%
	Inversor 10 años	\$ 1,603.53	\$ 1,681.93	1.77%
	Controlador 10 años	\$ 2,336.37	\$ 2,450.59	2.57%
	<b>Subtotal</b>		\$ 23,797.45	24.99%
Resultados	<b>CCVU TOTAL</b>		\$ 95,229.77	100.00%
	<b>CCVU anualizado</b>		\$ 4,527.01	
	<b>Producción de energía anual total [kWh]</b>	1500		
	<b>Costo del kW</b>		\$ 3.02	

Concepto		<b>150kWh/mes</b>		
		Precio	Costo Presente	% CCVU
<b>Costos iniciales</b>				
Materiales	Paneles	\$ 47,952.00	\$ 47,952.00	43.85%
	Baterías	\$ 4,287.08	\$ 4,287.08	3.92%
	Inversor	\$ 3,061.95	\$ 3,061.95	2.80%
	Controlador	\$ 2,336.37	\$ 2,336.37	2.14%
	Soportes	\$ 5,001.86	\$ 5,001.86	4.57%
	Cableado y tubería	\$ 3,131.96	\$ 3,131.96	2.86%
	<b>Subtotal</b>		<b>\$ 65,771.22</b>	<b>60.14%</b>
Instalación	Mano de obra	\$ 500.00	\$ 500.00	0.46%
	Herramienta	\$ 5.00	\$ 5.00	0.00%
	Otros Materiales	\$ 3,288.56	\$ 3,288.56	3.01%
	Transporte	\$ 1,315.42	\$ 1,315.42	1.20%
	Costos Indirectos	\$ 6,577.12	\$ 6,577.12	6.01%
	Utilidad	\$ 6,577.12	\$ 6,577.12	6.01%
<b>Subtotal</b>		<b>\$ 18,263.23</b>	<b>16.70%</b>	
<b>Operación y Mantenimiento</b>				
	Mantenimiento anual	\$ 500.00	\$ 10,517.95	9.62%
<b>Reemplazo de componentes</b>				
Costos de operación	Baterías 9 años	\$ 4,287.08	\$ 4,475.27	4.09%
	Baterías 18 años	\$ 4,287.08	\$ 4,671.71	4.27%
	Inversor 10 años	\$ 3,061.95	\$ 3,211.65	2.94%
	Controlador 10 años	\$ 2,336.37	\$ 2,450.59	2.24%
	-			
	-			
<b>Subtotal</b>		<b>\$ 25,327.17</b>	<b>23.16%</b>	
Resultados	<b>CCVU TOTAL</b>		\$ 109,361.62	100.00%
	<b>CCVU anualizado</b>		\$ 5,198.81	
	<b>Producción de energía anual total [kWh]</b>		1800	
	<b>Costo del kW</b>		\$ 2.89	

Concepto		<b>175 kWh/mes</b>		
		Precio	Costo Presente	% CCVU
<b>Costos iniciales</b>				
Materiales	Paneles	\$ 55,544.40	\$ 55,544.40	41.02%
	Baterías	\$ 6,076.59	\$ 6,076.59	4.49%
	Inversor	\$ 3,061.95	\$ 3,061.95	2.26%
	Controlador	\$ 2,931.34	\$ 2,931.34	2.16%
	Soportes	\$ 6,606.84	\$ 6,606.84	4.88%
	Cableado y tubería	\$ 3,711.06	\$ 3,711.06	2.74%
	<b>Subtotal</b>		<b>\$ 77,932.18</b>	<b>57.55%</b>
Instalación	Mano de obra	\$ 500.00	\$ 500.00	0.37%
	Herramienta	\$ 5.00	\$ 5.00	0.00%
	Otros Materiales	\$ 3,896.61	\$ 3,896.61	2.88%
	Transporte	\$ 1,558.64	\$ 1,558.64	1.15%
	Costos Indirectos	\$ 7,793.22	\$ 7,793.22	5.76%
	Utilidad	\$ 7,793.22	\$ 7,793.22	5.76%
<b>Subtotal</b>		<b>\$ 21,546.69</b>	<b>15.91%</b>	
<b>Operación y Mantenimiento</b>				
	Mantenimiento anual	\$ 500.00	\$ 10,517.95	7.77%
<b>Reemplazo de componentes</b>				
Costos de operación	Baterías 5 años	\$ 6,076.59	\$ 6,223.36	4.60%
	Baterías 10 años	\$ 6,076.59	\$ 6,373.68	4.71%
	Baterías 15 años	\$ 6,076.59	\$ 6,527.62	4.82%
	Inversor 10 años	\$ 3,061.95	\$ 3,211.65	2.37%
	Controlador 10 años	\$ 2,931.34	\$ 3,074.66	2.27%
	-			
<b>Subtotal</b>		<b>\$ 35,928.91</b>	<b>26.53%</b>	
Resultados	<b>CCVU TOTAL</b>		\$ 135,407.78	100.00%
	<b>CCVU anualizado</b>		\$ 6,436.99	
	<b>Producción de energía anual total [kWh]</b>		2100	
	<b>Costo del kW</b>		\$ 3.07	

	Concepto	<b>200 kWh/mes</b>		
		Precio	Costo Presente	% CCVU
	<b>Costos iniciales</b>			
Materiales	Paneles	\$ 63,536.40	\$ 63,536.40	44.36%
	Baterías	\$ 6,076.59	\$ 6,076.59	4.24%
	Inversor	\$ 4,324.46	\$ 4,324.46	3.02%
	Controlador	\$ 2,931.34	\$ 2,931.34	2.05%
	Soportes	\$ 6,606.84	\$ 6,606.84	4.61%
	Cableado y tubería	\$ 4,173.78	\$ 4,173.78	2.91%
	<b>Subtotal</b>		\$ 87,649.41	61.19%
Instalación	Mano de obra	\$ 1,000.00	\$ 1,000.00	0.70%
	Herramienta	\$ 10.00	\$ 10.00	0.01%
	Otros Materiales	\$ 4,382.47	\$ 4,382.47	3.06%
	Transporte	\$ 1,752.99	\$ 1,752.99	1.22%
	Costos Indirectos	\$ 8,764.94	\$ 8,764.94	6.12%
	Utilidad	\$ 8,764.94	\$ 8,764.94	6.12%
	<b>Subtotal</b>		\$ 24,675.34	17.23%
	<b>Operación y Mantenimiento</b>			
	Mantenimiento anual	\$ 500.00	\$ 10,517.95	7.34%
	<b>Reemplazo de componentes</b>			
Costos de operación	Baterías 7 años	\$ 6,076.59	\$ 6,283.06	4.39%
	Baterías 14 años	\$ 6,076.59	\$ 6,496.54	4.54%
	Inversor 10 años	\$ 4,324.46	\$ 4,535.88	3.17%
	Controlador 10 años	\$ 2,931.34	\$ 3,074.66	2.15%
	-			
-				
-				
-				
-				
-				
	<b>Subtotal</b>		\$ 30,908.08	21.58%
Resultados	<b>CCVU TOTAL</b>		\$ 143,232.84	100.00%
	<b>CCVU anualizado</b>		\$ 6,808.97	
	<b>Producción de energía anual total [kWh]</b>		2400	
	<b>Costo del kW</b>		\$ 2.84	

	Concepto	<b>225 kWh/mes</b>		
		Precio	Costo Presente	% CCVU
	<b>Costos iniciales</b>			
Materiales	Paneles	\$ 71,528.40	\$ 71,528.40	45.71%
	Baterías	\$ 6,430.62	\$ 6,430.62	4.11%
	Inversor	\$ 4,324.46	\$ 4,324.46	2.76%
	Controlador	\$ 2,931.34	\$ 2,931.34	1.87%
	Soportes	\$ 7,502.79	\$ 7,502.79	4.79%
	Cableado y tubería	\$ 4,635.88	\$ 4,635.88	2.96%
	<b>Subtotal</b>		\$ 97,353.49	62.21%
Instalación	Mano de obra	\$ 1,000.00	\$ 1,000.00	0.64%
	Herramienta	\$ 10.00	\$ 10.00	0.01%
	Otros Materiales	\$ 4,867.67	\$ 4,867.67	3.11%
	Transporte	\$ 1,947.07	\$ 1,947.07	1.24%
	Costos Indirectos	\$ 9,735.35	\$ 9,735.35	6.22%
	Utilidad	\$ 9,735.35	\$ 9,735.35	6.22%
	<b>Subtotal</b>		\$ 27,295.44	17.44%
	<b>Operación y Mantenimiento</b>			
	Mantenimiento anual	\$ 500.00	\$ 10,517.95	6.72%
	<b>Reemplazo de componentes</b>			
Costos de operación	Baterías 9 años	\$ 6,430.62	\$ 6,712.90	4.29%
	Baterías 18 años	\$ 6,430.62	\$ 7,007.57	4.48%
	Inversor 10 años	\$ 4,324.46	\$ 4,535.88	2.90%
	Controlador 10 años	\$ 2,931.34	\$ 3,074.66	1.96%
	-			
-				
-				
-				
-				
-				
	<b>Subtotal</b>		\$ 31,848.95	20.35%
Resultados	<b>CCVU TOTAL</b>		\$ 156,497.89	100.00%
	<b>CCVU anualizado</b>		\$ 7,439.56	
	<b>Producción de energía anual total [kWh]</b>		2700	
	<b>Costo del kW</b>		\$ 2.76	

	Concepto	<b>250 kWh/mes</b>		
		Precio	Costo Presente	% CCVU
	<b>Costos iniciales</b>			
Materiales	Paneles	\$ 79,920.00	\$ 79,920.00	44.58%
	Baterías	\$ 8,574.16	\$ 8,574.16	4.78%
	Inversor	\$ 4,324.46	\$ 4,324.46	2.41%
	Controlador	\$ 4,672.74	\$ 4,672.74	2.61%
	Soportes	\$ 7,502.79	\$ 7,502.79	4.19%
	Cableado y tubería	\$ 5,249.71	\$ 5,249.71	2.93%
	<b>Subtotal</b>		\$ 110,243.86	61.50%
Instalación	Mano de obra	\$ 1,000.00	\$ 1,000.00	0.56%
	Herramienta	\$ 10.00	\$ 10.00	0.01%
	Otros Materiales	\$ 5,512.19	\$ 5,512.19	3.07%
	Transporte	\$ 2,204.88	\$ 2,204.88	1.23%
	Costos Indirectos	\$ 11,024.39	\$ 11,024.39	6.15%
	Utilidad	\$ 11,024.39	\$ 11,024.39	6.15%
	<b>Subtotal</b>		\$ 30,775.84	17.17%
	<b>Operación y Mantenimiento</b>			
	Mantenimiento anual	\$ 500.00	\$ 10,517.95	5.87%
	<b>Reemplazo de componentes</b>			
Costos de operación	Baterías 9 años	\$ 8,574.16	\$ 8,950.53	4.99%
	Baterías 18 años	\$ 8,574.16	\$ 9,343.42	5.21%
	Inversor 10 años	\$ 4,324.46	\$ 4,535.88	2.53%
	Controlador 10 años	\$ 4,672.74	\$ 4,901.19	2.73%
	-			
	<b>Subtotal</b>		\$ 38,248.97	21.34%
Resultados	<b>CCVU TOTAL</b>		\$ 179,268.67	100.00%
	<b>CCVU anualizado</b>		\$ 8,522.04	
	<b>Producción de energía anual total [kWh]</b>		3000	
	<b>Costo del kW</b>		\$ 2.84	

	Concepto	<b>275 kWh/mes</b>		
		Precio	Costo Presente	% CCVU
	<b>Costos iniciales</b>			
Materiales	Paneles	\$ 87,512.40	\$ 87,512.40	44.22%
	Baterías	\$ 8,574.16	\$ 8,574.16	4.33%
	Inversor	\$ 6,501.20	\$ 6,501.20	3.28%
	Controlador	\$ 4,672.74	\$ 4,672.74	2.36%
	Soportes	\$ 10,003.72	\$ 10,003.72	5.05%
	Cableado y tubería	\$ 5,863.21	\$ 5,863.21	2.96%
	<b>Subtotal</b>		\$ 123,127.43	62.21%
Instalación	Mano de obra	\$ 1,000.00	\$ 1,000.00	0.51%
	Herramienta	\$ 10.00	\$ 10.00	0.01%
	Otros Materiales	\$ 6,156.37	\$ 6,156.37	3.11%
	Transporte	\$ 2,462.55	\$ 2,462.55	1.24%
	Costos Indirectos	\$ 12,312.74	\$ 12,312.74	6.22%
	Utilidad	\$ 12,312.74	\$ 12,312.74	6.22%
	<b>Subtotal</b>		\$ 34,254.41	17.31%
	<b>Operación y Mantenimiento</b>			
	Mantenimiento anual	\$ 500.00	\$ 10,517.95	5.31%
	<b>Reemplazo de componentes</b>			
Costos de operación	Baterías 9 años	\$ 8,574.16	\$ 8,950.53	4.52%
	Baterías 18 años	\$ 8,574.16	\$ 9,343.42	4.72%
	Inversor 10 años	\$ 6,501.20	\$ 6,819.04	3.45%
	Controlador 10 años	\$ 4,672.74	\$ 4,901.19	2.48%
	-			
	<b>Subtotal</b>		\$ 40,532.14	20.48%
Resultados	<b>CCVU TOTAL</b>		\$ 197,913.97	100.00%
	<b>CCVU anualizado</b>		\$ 9,408.39	
	<b>Producción de energía anual total [kWh]</b>		3300	
	<b>Costo del kW</b>		\$ 2.85	

		<b>300 kWh/mes</b>		
Concepto		Precio	Costo Presente	% CCVU
<b>Costos iniciales</b>				
Materiales	Paneles	\$ 95,504.40	\$ 95,504.40	45.79%
	Baterías	\$ 8,574.16	\$ 8,574.16	4.11%
	Inversor	\$ 6,501.20	\$ 6,501.20	3.12%
	Controlador	\$ 4,672.74	\$ 4,672.74	2.24%
	Soportes	\$ 10,003.72	\$ 10,003.72	4.80%
	Cableado y tubería	\$ 6,262.81	\$ 6,262.81	3.00%
<b>Subtotal</b>			<b>\$ 131,519.03</b>	<b>63.06%</b>
Instalación	Mano de obra	\$ 1,000.00	\$ 1,000.00	0.48%
	Herramienta	\$ 10.00	\$ 10.00	0.00%
	Otros Materiales	\$ 6,575.95	\$ 6,575.95	3.15%
	Transporte	\$ 2,630.38	\$ 2,630.38	1.26%
	Costos Indirectos	\$ 13,151.90	\$ 13,151.90	6.31%
	Utilidad	\$ 13,151.90	\$ 13,151.90	6.31%
<b>Subtotal</b>			<b>\$ 36,520.14</b>	<b>23.34%</b>
<b>Operación y Mantenimiento</b>				
Mantenimiento anual		\$ 500.00	\$ 10,517.95	5.04%
<b>Reemplazo de componentes</b>				
Costos de operación	Baterías 9 años	\$ 8,574.16	\$ 8,950.53	4.29%
	Baterías 18 años	\$ 8,574.16	\$ 9,343.42	4.48%
	Inversor 10 años	\$ 6,501.20	\$ 6,819.04	3.27%
	Controlador 10 años	\$ 4,672.74	\$ 4,901.19	2.35%
	-			
	-			
<b>Subtotal</b>			<b>\$ 40,532.14</b>	<b>19.43%</b>
Resultados	<b>CCVU TOTAL</b>		\$ 208,571.31	100.00%
	<b>CCVU anualizado</b>		\$ 9,915.02	
	<b>Producción de energía anual total [kWh]</b>		3600	
	<b>Costo del kW</b>		\$ 2.75	

## Tablas de costo para diferentes capacidades en sistema interconectado sin baterías

	Concepto	<b>10 kWh/mes</b>		
		Precio	Costo Presente	% CCVU
	<b>Costos iniciales</b>			
Materiales	Paneles	\$ 3,196.80	\$ 3,196.80	5.40%
	Inversor	\$ 19,693.69	\$ 19,693.69	33.24%
	Soportes	\$ 1,604.98	\$ 1,604.98	2.71%
	Cableado y tubería	\$ 1,224.77	\$ 1,224.77	2.07%
	-			
	<b>Subtotal</b>		\$ 25,720.25	43.41%
Instalación	Mano de obra	\$ 500.00	\$ 500.00	0.84%
	Herramienta	\$ 5.00	\$ 5.00	0.01%
	Otros Materiales	\$ 1,286.01	\$ 1,286.01	2.17%
	Transporte	\$ 514.40	\$ 514.40	0.87%
	Costos Indirectos	\$ 2,572.02	\$ 2,572.02	4.34%
	Utilidad	\$ 2,572.02	\$ 2,572.02	4.34%
	Interconexión	\$ 164.00	\$ 164.00	0.28%
	<b>Subtotal</b>		\$ 7,613.47	12.85%
	<b>Operación y Mantenimiento</b>			
Costos de operación	Mantenimiento anual	\$ 250.00	\$ 5,258.97	8.88%
	<b>Reemplazo de componentes</b>			
	Inversor 10 años	\$ 19,693.69	\$ 20,656.52	34.86%
	-			
	<b>Subtotal</b>		\$ 25,915.50	43.74%
Resultados	<b>CCVU TOTAL</b>		\$ 59,249.21	100.00%
	<b>CCVU anualizado</b>		\$ 2,816.58	
	<b>Producción de energía anual total [kWh]</b>		120	
	<b>Costo del kW</b>		\$ 23.47	

	Concepto	<b>15 kWh/mes</b>		
		Precio	Costo Presente	% CCVU
	<b>Costos iniciales</b>			
Materiales	Paneles	\$ 3,996.00	\$ 3,996.00	6.63%
	Inversor	\$ 19,693.69	\$ 19,693.69	32.65%
	Soportes	\$ 1,604.98	\$ 1,604.98	2.66%
	Cableado y tubería	\$ 1,264.73	\$ 1,264.73	2.10%
	-			
	<b>Subtotal</b>		\$ 26,559.41	44.03%
Instalación	Mano de obra	\$ 500.00	\$ 500.00	0.83%
	Herramienta	\$ 5.00	\$ 5.00	0.01%
	Otros Materiales	\$ 1,327.97	\$ 1,327.97	2.20%
	Transporte	\$ 531.19	\$ 531.19	0.88%
	Costos Indirectos	\$ 2,655.94	\$ 2,655.94	4.40%
	Utilidad	\$ 2,655.94	\$ 2,655.94	4.40%
	Interconexión	\$ 164.00	\$ 164.00	0.27%
	<b>Subtotal</b>		\$ 7,840.04	13.00%
	<b>Operación y Mantenimiento</b>			
Costos de operación	Mantenimiento anual	\$ 250.00	\$ 5,258.97	8.72%
	<b>Reemplazo de componentes</b>			
	Inversor 10 años	\$ 19,693.69	\$ 20,656.52	34.25%
	-			
	<b>Subtotal</b>		\$ 25,915.50	42.97%
Resultados	<b>CCVU TOTAL</b>		\$ 60,314.94	100.00%
	<b>CCVU anualizado</b>		\$ 2,867.24	
	<b>Producción de energía anual total [kWh]</b>		180	
	<b>Costo del kW</b>		\$ 15.93	

		<b>20 kWh/mes</b>		
Concepto		Precio	Costo Presente	% CCVU
<b>Costos iniciales</b>				
Materiales	Paneles	\$ 5,994.00	\$ 5,994.00	9.52%
	Inversor	\$ 19,693.69	\$ 19,693.69	31.27%
	Soportes	\$ 1,604.98	\$ 1,604.98	2.55%
	Cableado y tubería	\$ 1,364.63	\$ 1,364.63	2.17%
	-			
	Subtotal		\$ 28,657.31	45.50%
Instalación	Mano de obra	\$ 500.00	\$ 500.00	0.79%
	Herramienta	\$ 5.00	\$ 5.00	0.01%
	Otros Materiales	\$ 1,432.87	\$ 1,432.87	2.28%
	Transporte	\$ 573.15	\$ 573.15	0.91%
	Costos Indirectos	\$ 2,865.73	\$ 2,865.73	4.55%
	Utilidad	\$ 2,865.73	\$ 2,865.73	4.55%
	Interconexión	\$ 164.00	\$ 164.00	0.26%
	-			
	Subtotal		\$ 8,406.47	13.35%
<b>Operación y Mantenimiento</b>				
Costos de operación	Mantenimiento anual	\$ 250.00	\$ 5,258.97	8.35%
	<b>Reemplazo de componentes</b>			
	Inversor 10 años	\$ 19,693.69	\$ 20,656.52	32.80%
	-			
	-			
	Subtotal		\$ 25,915.50	41.15%
Resultados	<b>CCVU TOTAL</b>		\$ 62,979.28	100.00%
	<b>CCVU anualizado</b>		\$ 2,993.90	
	<b>Producción de energía anual total [kWh]</b>		240	
	<b>Costo del kW</b>		\$ 12.47	

		<b>25 kWh/mes</b>		
Concepto		Precio	Costo Presente	% CCVU
<b>Costos iniciales</b>				
Materiales	Paneles	\$ 7,192.80	\$ 7,192.80	11.14%
	Inversor	\$ 19,693.69	\$ 19,693.69	30.50%
	Soportes	\$ 1,604.98	\$ 1,604.98	2.49%
	Cableado y tubería	\$ 1,424.57	\$ 1,424.57	2.21%
	-			
	Subtotal		\$ 29,916.05	46.33%
Instalación	Mano de obra	\$ 500.00	\$ 500.00	0.77%
	Herramienta	\$ 5.00	\$ 5.00	0.01%
	Otros Materiales	\$ 1,495.80	\$ 1,495.80	2.32%
	Transporte	\$ 598.32	\$ 598.32	0.93%
	Costos Indirectos	\$ 2,991.60	\$ 2,991.60	4.63%
	Utilidad	\$ 2,991.60	\$ 2,991.60	4.63%
	Interconexión	\$ 164.00	\$ 164.00	0.25%
	-			
	Subtotal		\$ 8,746.33	13.54%
<b>Operación y Mantenimiento</b>				
Costos de operación	Mantenimiento anual	\$ 250.00	\$ 5,258.97	8.14%
	<b>Reemplazo de componentes</b>			
	Inversor 10 años	\$ 19,693.69	\$ 20,656.52	31.99%
	-			
	-			
	Subtotal		\$ 25,915.50	40.13%
Resultados	<b>CCVU TOTAL</b>		\$ 64,577.88	100.00%
	<b>CCVU anualizado</b>		\$ 3,069.89	
	<b>Producción de energía anual total [kWh]</b>		300	
	<b>Costo del kW</b>		\$ 10.23	

	Concepto	<b>50 kWh/mes</b>		
		Precio	Costo Presente	% CCVU
	<b>Costos iniciales</b>			
Materiales	Paneles	\$ 13,986.00	\$ 13,986.00	18.69%
	Inversor	\$ 19,693.69	\$ 19,693.69	26.32%
	Soportes	\$ 2,500.93	\$ 2,500.93	3.34%
	Cableado y tubería	\$ 1,809.03	\$ 1,809.03	2.42%
	-			
	<b>Subtotal</b>		\$ 37,989.65	50.77%
Instalación	Mano de obra	\$ 500.00	\$ 500.00	0.67%
	Herramienta	\$ 5.00	\$ 5.00	0.01%
	Otros Materiales	\$ 1,899.48	\$ 1,899.48	2.54%
	Transporte	\$ 759.79	\$ 759.79	1.02%
	Costos Indirectos	\$ 3,798.97	\$ 3,798.97	5.08%
	Utilidad	\$ 3,798.97	\$ 3,798.97	5.08%
	Interconexión	\$ 164.00	\$ 164.00	0.22%
	-			
	<b>Subtotal</b>		\$ 10,926.21	14.60%
	<b>Operación y Mantenimiento</b>			
Costos de operación	Mantenimiento anual	\$ 250.00	\$ 5,258.97	7.03%
	<b>Reemplazo de componentes</b>			
	Inversor 10 años	\$ 19,693.69	\$ 20,656.52	27.60%
	-			
	-			
	<b>Subtotal</b>		\$ 25,915.50	34.63%
Resultados	<b>CCVU TOTAL</b>		\$ 74,831.36	100.00%
	<b>CCVU anualizado</b>		\$ 3,557.32	
	<b>Producción de energía anual total [kWh]</b>		600	
	<b>Costo del kW</b>		\$ 5.93	

	Concepto	<b>75 kWh/mes</b>		
		Precio	Costo Presente	% CCVU
	<b>Costos iniciales</b>			
Materiales	Paneles	\$ 21,578.40	\$ 21,578.40	25.40%
	Inversor	\$ 19,693.69	\$ 19,693.69	23.18%
	Soportes	\$ 2,500.93	\$ 2,500.93	2.94%
	Cableado y tubería	\$ 2,188.65	\$ 2,188.65	2.58%
	-			
	<b>Subtotal</b>		\$ 45,961.67	54.10%
Instalación	Mano de obra	\$ 500.00	\$ 500.00	0.59%
	Herramienta	\$ 5.00	\$ 5.00	0.01%
	Otros Materiales	\$ 2,298.08	\$ 2,298.08	2.71%
	Transporte	\$ 919.23	\$ 919.23	1.08%
	Costos Indirectos	\$ 4,596.17	\$ 4,596.17	5.41%
	Utilidad	\$ 4,596.17	\$ 4,596.17	5.41%
	Interconexión	\$ 164.00	\$ 164.00	0.19%
	-			
	<b>Subtotal</b>		\$ 13,078.65	15.39%
	<b>Operación y Mantenimiento</b>			
Costos de operación	Mantenimiento anual	\$ 250.00	\$ 5,258.97	6.19%
	<b>Reemplazo de componentes</b>			
	Inversor 10 años	\$ 19,693.69	\$ 20,656.52	24.31%
	-			
	-			
	<b>Subtotal</b>		\$ 25,915.50	30.50%
Resultados	<b>CCVU TOTAL</b>		\$ 84,955.82	100.00%
	<b>CCVU anualizado</b>		\$ 4,038.61	
	<b>Producción de energía anual total [kWh]</b>		900	
	<b>Costo del kW</b>		\$ 4.49	

		<b>100 kWh/mes</b>		
Concepto		Precio	Costo Presente	% CCVU
<b>Costos iniciales</b>				
Materiales	Paneles	\$ 28,371.60	\$ 28,371.60	27.72%
	Inversor	\$ 22,289.82	\$ 22,289.82	21.78%
	Soportes	\$ 4,105.91	\$ 4,105.91	4.01%
	Cableado y tubería	\$ 2,738.37	\$ 2,738.37	2.68%
	-			
	Subtotal		\$ 57,505.69	56.19%
Instalación	Mano de obra	\$ 500.00	\$ 500.00	0.49%
	Herramienta	\$ 5.00	\$ 5.00	0.00%
	Otros Materiales	\$ 2,875.28	\$ 2,875.28	2.81%
	Transporte	\$ 1,150.11	\$ 1,150.11	1.12%
	Costos Indirectos	\$ 5,750.57	\$ 5,750.57	5.62%
	Utilidad	\$ 5,750.57	\$ 5,750.57	5.62%
	Interconexión	\$ 164.00	\$ 164.00	0.16%
	-			
	Subtotal		\$ 16,195.54	15.83%
<b>Operación y Mantenimiento</b>				
Costos de operación	Mantenimiento anual	\$ 250.00	\$ 5,258.97	5.14%
	<b>Reemplazo de componentes</b>			
	Inversor 10 años	\$ 22,289.82	\$ 23,379.57	22.85%
	-			
	-			
	-			
	Subtotal		\$ 28,638.55	27.98%
Resultados	<b>CCVU TOTAL</b>		\$ 102,339.78	100.00%
	<b>CCVU anualizado</b>		\$ 4,865.01	
	<b>Producción de energía anual total [kWh]</b>		1200	
	<b>Costo del kW</b>		\$ 4.05	

		<b>125 kWh/mes</b>		
Concepto		Precio	Costo Presente	% CCVU
<b>Costos iniciales</b>				
Materiales	Paneles	\$ 35,564.40	\$ 35,564.40	31.44%
	Inversor	\$ 22,289.82	\$ 22,289.82	19.70%
	Soportes	\$ 5,001.86	\$ 5,001.86	4.42%
	Cableado y tubería	\$ 3,142.80	\$ 3,142.80	2.78%
	-			
	Subtotal		\$ 65,998.88	58.34%
Instalación	Mano de obra	\$ 500.00	\$ 500.00	0.44%
	Herramienta	\$ 5.00	\$ 5.00	0.00%
	Otros Materiales	\$ 3,299.94	\$ 3,299.94	2.92%
	Transporte	\$ 1,319.98	\$ 1,319.98	1.17%
	Costos Indirectos	\$ 6,599.89	\$ 6,599.89	5.83%
	Utilidad	\$ 6,599.89	\$ 6,599.89	5.83%
	Interconexión	\$ 164.00	\$ 164.00	0.14%
	-			
	Subtotal		\$ 18,488.70	16.34%
<b>Operación y Mantenimiento</b>				
Costos de operación	Mantenimiento anual	\$ 250.00	\$ 5,258.97	4.65%
	<b>Reemplazo de componentes</b>			
	Inversor 10 años	\$ 22,289.82	\$ 23,379.57	20.67%
	-			
	-			
	-			
	Subtotal		\$ 28,638.55	25.32%
Resultados	<b>CCVU TOTAL</b>		\$ 113,126.13	100.00%
	<b>CCVU anualizado</b>		\$ 5,377.77	
	<b>Producción de energía anual total [kWh]</b>		1500	
	<b>Costo del kW</b>		\$ 3.59	

	Concepto	<b>150kWh/mes</b>		
		Precio	Costo Presente	% CCVU
	Costos iniciales			
Materiales	Paneles	\$ 42,757.20	\$ 42,757.20	34.84%
	Inversor	\$ 22,289.82	\$ 22,289.82	18.16%
	Soportes	\$ 5,001.86	\$ 5,001.86	4.08%
	Cableado y tubería	\$ 3,502.44	\$ 3,502.44	2.85%
	-			
	Subtotal		\$ 73,551.32	59.94%
Instalación	Mano de obra	\$ 500.00	\$ 500.00	0.41%
	Herramienta	\$ 5.00	\$ 5.00	0.00%
	Otros Materiales	\$ 3,677.57	\$ 3,677.57	3.00%
	Transporte	\$ 1,471.03	\$ 1,471.03	1.20%
	Costos Indirectos	\$ 7,355.13	\$ 7,355.13	5.99%
	Utilidad	\$ 7,355.13	\$ 7,355.13	5.99%
	Interconexión	\$ 164.00	\$ 164.00	0.13%
	-			
	Subtotal		\$ 20,527.86	16.73%
	Operación y Mantenimiento			
Costos de operación	Mantenimiento anual	\$ 250.00	\$ 5,258.97	4.29%
	Reemplazo de componentes			
	Inversor 10 años	\$ 22,289.82	\$ 23,379.57	19.05%
	-			
	-			
	Subtotal		\$ 28,638.55	23.34%
Resultados	<b>CCVU TOTAL</b>		\$ 122,717.73	100.00%
	<b>CCVU anualizado</b>		\$ 5,833.73	
	<b>Producción de energía anual total [kWh]</b>		1800	
	<b>Costo del kW</b>		\$ 3.24	

	Concepto	<b>175 kWh/mes</b>		
		Precio	Costo Presente	% CCVU
	Costos iniciales			
Materiales	Paneles	\$ 49,950.00	\$ 49,950.00	33.28%
	Inversor	\$ 28,849.06	\$ 28,849.06	19.22%
	Soportes	\$ 6,606.84	\$ 6,606.84	4.40%
	Cableado y tubería	\$ 4,270.30	\$ 4,270.30	2.85%
	-			
	Subtotal		\$ 89,676.20	59.75%
Instalación	Mano de obra	\$ 500.00	\$ 500.00	0.33%
	Herramienta	\$ 5.00	\$ 5.00	0.00%
	Otros Materiales	\$ 4,483.81	\$ 4,483.81	2.99%
	Transporte	\$ 1,793.52	\$ 1,793.52	1.20%
	Costos Indirectos	\$ 8,967.62	\$ 8,967.62	5.98%
	Utilidad	\$ 8,967.62	\$ 8,967.62	5.98%
	Interconexión	\$ 164.00	\$ 164.00	0.11%
	-			
	Subtotal		\$ 24,881.57	16.58%
	Operación y Mantenimiento			
Costos de operación	Mantenimiento anual	\$ 250.00	\$ 5,258.97	3.50%
	Reemplazo de componentes			
	Inversor 10 años	\$ 28,849.06	\$ 30,259.50	20.16%
	-			
	-			
	Subtotal		\$ 35,518.48	23.67%
Resultados	<b>CCVU TOTAL</b>		\$ 150,076.24	100.00%
	<b>CCVU anualizado</b>		\$ 7,134.29	
	<b>Producción de energía anual total [kWh]</b>		2100	
	<b>Costo del kW</b>		\$ 3.40	

	Concepto	<b>200 kWh/mes</b>		
		Precio	Costo Presente	% CCVU
	Costos iniciales			
Materiales	Paneles	\$ 56,743.20	\$ 56,743.20	35.54%
	Inversor	\$ 28,849.06	\$ 28,849.06	18.07%
	Soportes	\$ 6,606.84	\$ 6,606.84	4.14%
	Cableado y tubería	\$ 4,609.96	\$ 4,609.96	2.89%
	-			
	Subtotal		\$ 96,809.06	60.64%
Instalación	Mano de obra	\$ 1,000.00	\$ 1,000.00	0.63%
	Herramienta	\$ 10.00	\$ 10.00	0.01%
	Otros Materiales	\$ 4,840.45	\$ 4,840.45	3.03%
	Transporte	\$ 1,936.18	\$ 1,936.18	1.21%
	Costos Indirectos	\$ 9,680.91	\$ 9,680.91	6.06%
	Utilidad	\$ 9,680.91	\$ 9,680.91	6.06%
	Interconexión	\$ 164.00	\$ 164.00	0.10%
	-			
	Subtotal		\$ 27,312.44	17.11%
	Operación y Mantenimiento			
Costos de operación	Mantenimiento anual	\$ 250.00	\$ 5,258.97	3.29%
	Reemplazo de componentes			
	Inversor 10 años	\$ 28,849.06	\$ 30,259.50	18.95%
	-			
	-			
	Subtotal		\$ 35,518.48	22.25%
Resultados	<b>CCVU TOTAL</b>		\$ 159,639.98	100.00%
	<b>CCVU anualizado</b>		\$ 7,588.93	
	<b>Producción de energía anual total [kWh]</b>		2400	
	<b>Costo del kW</b>		\$ 3.16	

	Concepto	<b>225 kWh/mes</b>		
		Precio	Costo Presente	% CCVU
	Costos iniciales			
Materiales	Paneles	\$ 63,936.00	\$ 63,936.00	37.52%
	Inversor	\$ 28,849.06	\$ 28,849.06	16.93%
	Soportes	\$ 7,502.79	\$ 7,502.79	4.40%
	Cableado y tubería	\$ 5,014.39	\$ 5,014.39	2.94%
	-			
	Subtotal		\$ 105,302.24	61.79%
Instalación	Mano de obra	\$ 1,000.00	\$ 1,000.00	0.59%
	Herramienta	\$ 10.00	\$ 10.00	0.01%
	Otros Materiales	\$ 5,265.11	\$ 5,265.11	3.09%
	Transporte	\$ 2,106.04	\$ 2,106.04	1.24%
	Costos Indirectos	\$ 10,530.22	\$ 10,530.22	6.18%
	Utilidad	\$ 10,530.22	\$ 10,530.22	6.18%
	Interconexión	\$ 164.00	\$ 164.00	0.10%
	-			
	Subtotal		\$ 29,605.61	17.37%
	Operación y Mantenimiento			
Costos de operación	Mantenimiento anual	\$ 250.00	\$ 5,258.97	3.09%
	Reemplazo de componentes			
	Inversor 10 años	\$ 28,849.06	\$ 30,259.50	17.76%
	-			
	-			
	Subtotal		\$ 35,518.48	20.84%
Resultados	<b>CCVU TOTAL</b>		\$ 170,426.32	100.00%
	<b>CCVU anualizado</b>		\$ 8,101.69	
	<b>Producción de energía anual total [kWh]</b>		2700	
	<b>Costo del kW</b>		\$ 3.00	

	Concepto	250 kWh/mes		
		Precio	Costo Presente	% CCVU
		Costos iniciales		
Materiales	Paneles	\$ 71,928.00	\$ 71,928.00	38.10%
	Inversor	\$ 32,072.38	\$ 32,072.38	16.99%
	Soportes	\$ 7,502.79	\$ 7,502.79	3.97%
	Cableado y tubería	\$ 5,575.16	\$ 5,575.16	2.95%
	-			
	Subtotal		\$ 117,078.33	62.02%
Instalación	Mano de obra	\$ 1,000.00	\$ 1,000.00	0.53%
	Herramienta	\$ 10.00	\$ 10.00	0.01%
	Otros Materiales	\$ 5,853.92	\$ 5,853.92	3.10%
	Transporte	\$ 2,341.57	\$ 2,341.57	1.24%
	Costos Indirectos	\$ 11,707.83	\$ 11,707.83	6.20%
	Utilidad	\$ 11,707.83	\$ 11,707.83	6.20%
	Interconexión	\$ 164.00	\$ 164.00	0.09%
	-			
	Subtotal		\$ 32,785.15	17.37%
		Operación y Mantenimiento		
Costos de operación	Mantenimiento anual	\$ 250.00	\$ 5,258.97	2.79%
	Reemplazo de componentes			
	Inversor 10 años	\$ 32,072.38	\$ 33,640.41	17.82%
	-			
	-			
	Subtotal		\$ 38,899.38	20.61%
Resultados	CCVU TOTAL		\$ 188,762.86	100.00%
	CCVU anualizado		\$ 8,973.37	
	Producción de energía anual total [kWh]		3000	
	Costo del kW		\$ 2.99	

	Concepto	275 kWh/mes		
		Precio	Costo Presente	% CCVU
		Costos iniciales		
Materiales	Paneles	\$ 79,920.00	\$ 79,920.00	39.42%
	Inversor	\$ 32,072.38	\$ 32,072.38	15.82%
	Soportes	\$ 10,003.72	\$ 10,003.72	4.93%
	Cableado y tubería	\$ 6,099.80	\$ 6,099.80	3.01%
	-			
	Subtotal		\$ 128,095.90	63.18%
Instalación	Mano de obra	\$ 1,000.00	\$ 1,000.00	0.49%
	Herramienta	\$ 10.00	\$ 10.00	0.00%
	Otros Materiales	\$ 6,404.80	\$ 6,404.80	3.16%
	Transporte	\$ 2,561.92	\$ 2,561.92	1.26%
	Costos Indirectos	\$ 12,809.59	\$ 12,809.59	6.32%
	Utilidad	\$ 12,809.59	\$ 12,809.59	6.32%
	Interconexión	\$ 164.00	\$ 164.00	0.08%
	-			
	Subtotal		\$ 35,759.89	17.64%
		Operación y Mantenimiento		
Costos de operación	Mantenimiento anual	\$ 250.00	\$ 5,258.97	2.59%
	Reemplazo de componentes			
	Inversor 10 años	\$ 32,072.38	\$ 33,640.41	16.59%
	-			
	-			
	Subtotal		\$ 38,899.38	19.19%
Resultados	CCVU TOTAL		\$ 202,755.18	100.00%
	CCVU anualizado		\$ 9,638.53	
	Producción de energía anual total [kWh]		3300	
	Costo del kW		\$ 2.92	

		<b>300 kWh/mes</b>			
Concepto		Precio	Costo Presente	% CCVU	
<b>Costos iniciales</b>					
Materiales	Paneles	\$ 85,314.60	\$ 85,314.60	40.36%	
	Inversor	\$ 32,680.12	\$ 32,680.12	15.46%	
	Soportes	\$ 10,003.72	\$ 10,003.72	4.73%	
	Cableado y tubería	\$ 6,399.92	\$ 6,399.92	3.03%	
	-				
	<b>Subtotal</b>		<b>\$ 134,398.37</b>	<b>63.58%</b>	
Instalación	Mano de obra	\$ 1,000.00	\$ 1,000.00	0.47%	
	Herramienta	\$ 10.00	\$ 10.00	0.00%	
	Otros Materiales	\$ 6,719.92	\$ 6,719.92	3.18%	
	Transporte	\$ 2,687.97	\$ 2,687.97	1.27%	
	Costos Indirectos	\$ 13,439.84	\$ 13,439.84	6.36%	
	Utilidad	\$ 13,439.84	\$ 13,439.84	6.36%	
	Interconexión	\$ 164.00	\$ 164.00	0.08%	
	<b>Subtotal</b>		<b>\$ 37,461.56</b>	<b>17.72%</b>	
<b>Operación y Mantenimiento</b>					
Costos de operación	Mantenimiento anual	\$ 250.00	\$ 5,258.97	2.49%	
	<b>Reemplazo de componentes</b>				
	Inversor 10 años	\$ 32,680.12	\$ 34,277.87	16.21%	
	-				
	-				
	<b>Subtotal</b>		<b>\$ 39,536.84</b>	<b>18.70%</b>	
Resultados	<b>CCVU TOTAL</b>		<b>\$ 211,396.76</b>	<b>100.00%</b>	
	<b>CCVU anualizado</b>		<b>\$ 10,049.33</b>		
	<b>Producción de energía anual total [kWh]</b>		<b>3600</b>		
	<b>Costo del kW</b>		<b>\$ 2.79</b>		

## Anexo 6

Kwh/año kWh/mes	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
DAC (kWh)	\$ 3.23	\$ 3.46	\$ 3.72	\$ 3.98	\$ 4.27	\$ 4.58	\$ 4.91	\$ 5.27	\$ 5.65	\$ 6.06	\$ 6.50
DAC cargo fijo	\$ 70.93	\$ 77.02	\$ 83.63	\$ 90.81	\$ 98.61	\$ 107.07	\$ 116.26	\$ 126.24	\$ 137.08	\$ 148.85	\$ 161.63
Tarifa 1 >140 kWh	\$ 2.45	\$ 2.56	\$ 2.68	\$ 2.80	\$ 2.93	\$ 3.06	\$ 3.20	\$ 3.35	\$ 3.50	\$ 3.66	\$ 3.82
Tarifa 1 <140 kWh	\$ 0.84	\$ 0.87	\$ 0.91	\$ 0.95	\$ 0.99	\$ 1.04	\$ 1.09	\$ 1.13	\$ 1.18	\$ 1.24	\$ 1.29

Kwh/año kWh/mes	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
DAC (kWh)	\$ 6.97	\$ 7.48	\$ 8.02	\$ 8.60	\$ 9.22	\$ 9.89	\$ 10.61	\$ 11.37	\$ 12.20	\$ 13.08
DAC cargo fijo	\$ 175.50	\$ 190.57	\$ 206.92	\$ 224.69	\$ 243.98	\$ 264.92	\$ 287.66	\$ 312.36	\$ 339.17	\$ 368.29
Tarifa 1 >140 kWh	\$ 4.00	\$ 4.18	\$ 4.37	\$ 4.57	\$ 4.78	\$ 4.99	\$ 5.22	\$ 5.46	\$ 5.70	\$ 5.96
Tarifa 1 <140 kWh	\$ 1.35	\$ 1.41	\$ 1.47	\$ 1.54	\$ 1.61	\$ 1.68	\$ 1.75	\$ 1.83	\$ 1.91	\$ 2.00

Tabla Anexo 1 Costo del kWh en las distintas tarifas domésticas en 20 años

Kwh/año	kWh/mes	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
120	10	\$ 100.26	\$ 104.72	\$ 109.39	\$ 114.26	\$ 119.35	\$ 124.66	\$ 130.21	\$ 136.01	\$ 142.06	\$ 148.39	\$ 155.00
180	15	\$ 150.39	\$ 157.09	\$ 164.08	\$ 171.39	\$ 179.02	\$ 186.99	\$ 195.32	\$ 204.01	\$ 213.10	\$ 222.58	\$ 232.50
240	20	\$ 200.52	\$ 209.45	\$ 218.77	\$ 228.52	\$ 238.69	\$ 249.32	\$ 260.42	\$ 272.02	\$ 284.13	\$ 296.78	\$ 309.99
300	25	\$ 250.65	\$ 261.81	\$ 273.47	\$ 285.64	\$ 298.36	\$ 311.65	\$ 325.53	\$ 340.02	\$ 355.16	\$ 370.97	\$ 387.49
600	50	\$ 501.30	\$ 523.62	\$ 546.94	\$ 571.29	\$ 596.73	\$ 623.30	\$ 651.05	\$ 680.04	\$ 710.32	\$ 741.95	\$ 774.98
900	75	\$ 751.95	\$ 785.43	\$ 820.40	\$ 856.93	\$ 895.09	\$ 934.95	\$ 976.58	\$ 1,020.06	\$ 1,065.48	\$ 1,112.92	\$ 1,162.48
1200	100	\$ 1,002.60	\$ 1,047.24	\$ 1,093.87	\$ 1,142.58	\$ 1,193.45	\$ 1,246.59	\$ 1,302.10	\$ 1,360.08	\$ 1,420.64	\$ 1,483.89	\$ 1,549.97
1500	125	\$ 1,253.25	\$ 1,309.05	\$ 1,367.34	\$ 1,428.22	\$ 1,491.82	\$ 1,558.24	\$ 1,627.63	\$ 1,700.10	\$ 1,775.80	\$ 1,854.87	\$ 1,937.46
1800	150	\$ 1,503.90	\$ 1,570.86	\$ 1,640.81	\$ 1,713.87	\$ 1,790.18	\$ 1,869.89	\$ 1,953.15	\$ 2,040.12	\$ 2,130.96	\$ 2,225.84	\$ 2,324.95

Kwh/año	kWh/mes	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
120	10	\$ 161.90	\$ 169.11	\$ 176.64	\$ 184.50	\$ 192.72	\$ 201.30	\$ 210.26	\$ 219.62	\$ 229.40	\$ 239.62
180	15	\$ 242.85	\$ 253.66	\$ 264.95	\$ 276.75	\$ 289.08	\$ 301.95	\$ 315.39	\$ 329.43	\$ 344.10	\$ 359.43
240	20	\$ 323.80	\$ 338.21	\$ 353.27	\$ 369.00	\$ 385.43	\$ 402.60	\$ 420.52	\$ 439.25	\$ 458.80	\$ 479.23
300	25	\$ 404.75	\$ 422.77	\$ 441.59	\$ 461.25	\$ 481.79	\$ 503.24	\$ 525.65	\$ 549.06	\$ 573.51	\$ 599.04
600	50	\$ 809.49	\$ 845.53	\$ 883.18	\$ 922.51	\$ 963.58	\$ 1,006.49	\$ 1,051.30	\$ 1,098.12	\$ 1,147.01	\$ 1,198.08
900	75	\$ 1,214.24	\$ 1,268.30	\$ 1,324.77	\$ 1,383.76	\$ 1,445.38	\$ 1,509.73	\$ 1,576.96	\$ 1,647.17	\$ 1,720.52	\$ 1,797.13
1200	100	\$ 1,618.98	\$ 1,691.07	\$ 1,766.37	\$ 1,845.02	\$ 1,927.17	\$ 2,012.98	\$ 2,102.61	\$ 2,196.23	\$ 2,294.02	\$ 2,396.17
1500	125	\$ 2,023.73	\$ 2,113.84	\$ 2,207.96	\$ 2,306.27	\$ 2,408.96	\$ 2,516.22	\$ 2,628.26	\$ 2,745.29	\$ 2,867.53	\$ 2,995.21
1800	150	\$ 2,428.47	\$ 2,536.60	\$ 2,649.55	\$ 2,767.52	\$ 2,890.75	\$ 3,019.47	\$ 3,153.91	\$ 3,294.35	\$ 3,441.03	\$ 3,594.25

Tabla Anexo 2 Costo de la generación anual en Tarifa 1 <140 kWh hasta el 2030 para el sistema aislado

Kwh/año	kWh/mes	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
120	10	\$ 294.36	\$ 307.73	\$ 321.71	\$ 336.32	\$ 351.59	\$ 367.56	\$ 384.25	\$ 401.71	\$ 419.95	\$ 439.03	\$ 458.97
180	15	\$ 441.54	\$ 461.59	\$ 482.56	\$ 504.48	\$ 527.39	\$ 551.34	\$ 576.38	\$ 602.56	\$ 629.93	\$ 658.54	\$ 688.45
240	20	\$ 588.72	\$ 615.46	\$ 643.41	\$ 672.63	\$ 703.18	\$ 735.12	\$ 768.51	\$ 803.41	\$ 839.90	\$ 878.05	\$ 917.93
300	25	\$ 735.90	\$ 769.32	\$ 804.26	\$ 840.79	\$ 878.98	\$ 918.90	\$ 960.64	\$ 1,004.27	\$ 1,049.88	\$ 1,097.56	\$ 1,147.41
600	50	\$ 1,471.80	\$ 1,538.65	\$ 1,608.53	\$ 1,681.59	\$ 1,757.96	\$ 1,837.80	\$ 1,921.27	\$ 2,008.54	\$ 2,099.76	\$ 2,195.13	\$ 2,294.83
900	75	\$ 2,207.70	\$ 2,307.97	\$ 2,412.79	\$ 2,522.38	\$ 2,636.94	\$ 2,756.71	\$ 2,881.91	\$ 3,012.80	\$ 3,149.64	\$ 3,292.69	\$ 3,442.24
1200	100	\$ 2,943.60	\$ 3,077.29	\$ 3,217.06	\$ 3,363.17	\$ 3,515.92	\$ 3,675.61	\$ 3,842.55	\$ 4,017.07	\$ 4,199.52	\$ 4,390.25	\$ 4,589.65
1500	125	\$ 3,679.50	\$ 3,846.62	\$ 4,021.32	\$ 4,203.97	\$ 4,394.90	\$ 4,594.51	\$ 4,803.19	\$ 5,021.34	\$ 5,249.40	\$ 5,487.82	\$ 5,737.07
1800	150	\$ 4,415.40	\$ 4,615.94	\$ 4,825.59	\$ 5,044.76	\$ 5,273.88	\$ 5,513.41	\$ 5,763.82	\$ 6,025.61	\$ 6,299.28	\$ 6,585.38	\$ 6,884.48
2100	175	\$ 5,151.30	\$ 5,385.26	\$ 5,629.85	\$ 5,885.55	\$ 6,152.86	\$ 6,432.32	\$ 6,724.46	\$ 7,029.87	\$ 7,349.16	\$ 7,682.95	\$ 8,031.89
2400	200	\$ 5,887.20	\$ 6,154.59	\$ 6,434.12	\$ 6,726.34	\$ 7,031.84	\$ 7,351.22	\$ 7,685.10	\$ 8,034.14	\$ 8,399.04	\$ 8,780.51	\$ 9,179.30
2700	225	\$ 6,623.10	\$ 6,923.91	\$ 7,238.38	\$ 7,567.14	\$ 7,910.82	\$ 8,270.12	\$ 8,645.73	\$ 9,038.41	\$ 9,448.92	\$ 9,878.07	\$ 10,326.72
3000	250	\$ 7,359.00	\$ 7,693.23	\$ 8,042.65	\$ 8,407.93	\$ 8,789.80	\$ 9,189.02	\$ 9,606.37	\$ 10,042.68	\$ 10,498.80	\$ 10,975.64	\$ 11,474.13

Kwh/año	kWh/mes	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
120	10	\$ 479.81	\$ 501.60	\$ 524.38	\$ 548.20	\$ 573.10	\$ 599.13	\$ 626.34	\$ 654.79	\$ 684.53	\$ 715.62
180	15	\$ 719.72	\$ 752.40	\$ 786.58	\$ 822.30	\$ 859.65	\$ 898.69	\$ 939.51	\$ 982.18	\$ 1,026.79	\$ 1,073.43
240	20	\$ 959.62	\$ 1,003.21	\$ 1,048.77	\$ 1,096.40	\$ 1,146.20	\$ 1,198.26	\$ 1,252.68	\$ 1,309.58	\$ 1,369.05	\$ 1,431.23
300	25	\$ 1,199.53	\$ 1,254.01	\$ 1,310.96	\$ 1,370.50	\$ 1,432.75	\$ 1,497.82	\$ 1,565.85	\$ 1,636.97	\$ 1,711.32	\$ 1,789.04
600	50	\$ 2,399.05	\$ 2,508.01	\$ 2,621.92	\$ 2,741.01	\$ 2,865.50	\$ 2,995.65	\$ 3,131.70	\$ 3,273.94	\$ 3,422.64	\$ 3,578.09
900	75	\$ 3,598.58	\$ 3,762.02	\$ 3,932.89	\$ 4,111.51	\$ 4,298.25	\$ 4,493.47	\$ 4,697.55	\$ 4,910.91	\$ 5,133.95	\$ 5,367.13
1200	100	\$ 4,798.11	\$ 5,016.03	\$ 5,243.85	\$ 5,482.01	\$ 5,731.00	\$ 5,991.29	\$ 6,263.40	\$ 6,547.88	\$ 6,845.27	\$ 7,156.17
1500	125	\$ 5,997.63	\$ 6,270.04	\$ 6,554.81	\$ 6,852.52	\$ 7,163.75	\$ 7,489.11	\$ 7,829.26	\$ 8,184.85	\$ 8,556.59	\$ 8,945.21
1800	150	\$ 7,197.16	\$ 7,524.04	\$ 7,865.77	\$ 8,223.02	\$ 8,596.50	\$ 8,986.94	\$ 9,395.11	\$ 9,821.82	\$ 10,267.91	\$ 10,734.26
2100	175	\$ 8,396.69	\$ 8,778.05	\$ 9,176.73	\$ 9,593.53	\$ 10,029.25	\$ 10,484.76	\$ 10,960.96	\$ 11,458.79	\$ 11,979.22	\$ 12,523.30
2400	200	\$ 9,596.21	\$ 10,032.06	\$ 10,487.70	\$ 10,964.03	\$ 11,462.00	\$ 11,982.58	\$ 12,526.81	\$ 13,095.76	\$ 13,690.54	\$ 14,312.34
2700	225	\$ 10,795.74	\$ 11,286.06	\$ 11,798.66	\$ 12,334.53	\$ 12,894.75	\$ 13,480.40	\$ 14,092.66	\$ 14,732.72	\$ 15,401.86	\$ 16,101.39
3000	250	\$ 11,995.27	\$ 12,540.07	\$ 13,109.62	\$ 13,705.04	\$ 14,327.50	\$ 14,978.23	\$ 15,658.51	\$ 16,369.69	\$ 17,113.18	\$ 17,890.43

Tabla Anexo 3 Costo de la generación anual en Tarifa 1 >140 kWh hasta el 2030 para el sistema aislado

Kwh/año	kWh/mes	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
120	10	\$ 2,942.64	\$ 3,184.02	\$ 3,445.31	\$ 3,728.16	\$ 4,034.35	\$ 4,365.83	\$ 4,724.69	\$ 5,113.20	\$ 5,533.82	\$ 5,989.23
180	15	\$ 3,360.95	\$ 3,632.63	\$ 3,926.41	\$ 4,244.11	\$ 4,587.67	\$ 4,959.22	\$ 5,361.05	\$ 5,795.65	\$ 6,265.70	\$ 6,774.12
240	20	\$ 3,779.27	\$ 4,081.25	\$ 4,407.52	\$ 4,760.06	\$ 5,140.99	\$ 5,552.61	\$ 5,997.42	\$ 6,478.11	\$ 6,997.58	\$ 7,559.00
300	25	\$ 4,197.59	\$ 4,529.86	\$ 4,888.62	\$ 5,276.00	\$ 5,694.30	\$ 6,146.00	\$ 6,633.78	\$ 7,160.56	\$ 7,729.46	\$ 8,343.88
600	50	\$ 6,289.18	\$ 6,772.93	\$ 7,294.15	\$ 7,855.75	\$ 8,460.88	\$ 9,112.94	\$ 9,815.61	\$ 10,572.82	\$ 11,388.85	\$ 12,268.31
900	75	\$ 8,380.77	\$ 9,016.01	\$ 9,699.67	\$ 10,435.49	\$ 11,227.46	\$ 12,079.89	\$ 12,997.43	\$ 13,985.09	\$ 15,048.25	\$ 16,192.73
1200	100	\$ 10,472.36	\$ 11,259.08	\$ 12,105.20	\$ 13,015.23	\$ 13,994.04	\$ 15,046.83	\$ 16,179.25	\$ 17,397.35	\$ 18,707.64	\$ 20,117.15
1500	125	\$ 12,563.95	\$ 13,502.15	\$ 14,510.72	\$ 15,594.98	\$ 16,760.61	\$ 18,013.78	\$ 19,361.08	\$ 20,809.61	\$ 22,367.04	\$ 24,041.57
1800	150	\$ 14,655.55	\$ 15,745.22	\$ 16,916.25	\$ 18,174.72	\$ 19,527.19	\$ 20,980.72	\$ 22,542.90	\$ 24,221.88	\$ 26,026.43	\$ 27,965.99
2100	175	\$ 16,747.14	\$ 17,988.30	\$ 19,321.77	\$ 20,754.46	\$ 22,293.77	\$ 23,947.67	\$ 25,724.72	\$ 27,634.14	\$ 29,685.82	\$ 31,890.42
2400	200	\$ 18,838.73	\$ 20,231.37	\$ 21,727.30	\$ 23,334.20	\$ 25,060.35	\$ 26,914.61	\$ 28,906.55	\$ 31,046.40	\$ 33,345.22	\$ 35,814.84
2700	225	\$ 20,930.32	\$ 22,474.44	\$ 24,132.82	\$ 25,913.95	\$ 27,826.93	\$ 29,881.56	\$ 32,088.37	\$ 34,458.67	\$ 37,004.61	\$ 39,739.26
3000	250	\$ 23,021.91	\$ 24,717.51	\$ 26,538.35	\$ 28,493.69	\$ 30,593.50	\$ 32,848.50	\$ 35,270.19	\$ 37,870.93	\$ 40,664.00	\$ 43,663.68
3300	275	\$ 25,113.50	\$ 26,960.59	\$ 28,943.87	\$ 31,073.43	\$ 33,360.08	\$ 35,815.45	\$ 38,452.02	\$ 41,283.20	\$ 44,323.40	\$ 47,588.10
3600	300	\$ 27,205.09	\$ 29,203.66	\$ 31,349.40	\$ 33,653.18	\$ 36,126.66	\$ 38,782.39	\$ 41,633.84	\$ 44,695.46	\$ 47,982.79	\$ 51,512.52

Kwh/año	kWh/mes	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
120	10	\$ 1,238.87	\$ 1,340.02	\$ 1,449.47	\$ 1,567.91	\$ 1,696.09	\$ 1,834.81	\$ 1,984.94	\$ 2,147.42	\$ 2,323.28	\$ 2,513.62	\$ 2,719.64
180	15	\$ 1,432.72	\$ 1,547.91	\$ 1,672.42	\$ 1,807.01	\$ 1,952.51	\$ 2,109.80	\$ 2,279.84	\$ 2,463.68	\$ 2,662.44	\$ 2,877.34	\$ 3,109.71
240	20	\$ 1,626.58	\$ 1,755.80	\$ 1,895.37	\$ 2,046.11	\$ 2,208.92	\$ 2,384.78	\$ 2,574.74	\$ 2,779.94	\$ 3,001.60	\$ 3,241.07	\$ 3,499.77
300	25	\$ 1,820.43	\$ 1,963.70	\$ 2,118.32	\$ 2,285.21	\$ 2,465.33	\$ 2,659.77	\$ 2,869.64	\$ 3,096.20	\$ 3,340.77	\$ 3,604.80	\$ 3,889.84
600	50	\$ 2,789.70	\$ 3,003.16	\$ 3,233.07	\$ 3,480.69	\$ 3,747.40	\$ 4,034.69	\$ 4,344.14	\$ 4,677.48	\$ 5,036.58	\$ 5,423.42	\$ 5,840.18
900	75	\$ 3,758.97	\$ 4,042.63	\$ 4,347.82	\$ 4,676.18	\$ 5,029.47	\$ 5,409.61	\$ 5,818.64	\$ 6,258.77	\$ 6,732.39	\$ 7,242.05	\$ 7,790.52
1200	100	\$ 4,728.24	\$ 5,082.10	\$ 5,462.57	\$ 5,871.66	\$ 6,311.54	\$ 6,784.53	\$ 7,293.13	\$ 7,840.06	\$ 8,428.20	\$ 9,060.68	\$ 9,740.86
1500	125	\$ 5,697.51	\$ 6,121.57	\$ 6,577.32	\$ 7,067.15	\$ 7,593.61	\$ 8,159.45	\$ 8,767.63	\$ 9,421.34	\$ 10,124.01	\$ 10,879.30	\$ 11,691.20
1800	150	\$ 6,666.78	\$ 7,161.04	\$ 7,692.07	\$ 8,262.63	\$ 8,875.67	\$ 9,534.37	\$ 10,242.13	\$ 11,002.63	\$ 11,819.82	\$ 12,697.93	\$ 13,641.54
2100	175	\$ 7,636.05	\$ 8,200.51	\$ 8,806.83	\$ 9,458.12	\$ 10,157.74	\$ 10,909.29	\$ 11,716.63	\$ 12,583.92	\$ 13,515.63	\$ 14,516.56	\$ 15,591.88
2400	200	\$ 8,605.32	\$ 9,239.98	\$ 9,921.58	\$ 10,653.61	\$ 11,439.81	\$ 12,284.21	\$ 13,191.12	\$ 14,165.20	\$ 15,211.44	\$ 16,335.19	\$ 17,542.22
2700	225	\$ 9,574.59	\$ 10,279.44	\$ 11,036.33	\$ 11,849.09	\$ 12,721.88	\$ 13,659.13	\$ 14,665.62	\$ 15,746.49	\$ 16,907.24	\$ 18,153.81	\$ 19,492.56
3000	250	\$ 10,543.86	\$ 11,318.91	\$ 12,151.08	\$ 13,044.58	\$ 14,003.94	\$ 15,034.05	\$ 16,140.12	\$ 17,327.78	\$ 18,603.05	\$ 19,972.44	\$ 21,442.90
3300	275	\$ 11,513.13	\$ 12,358.38	\$ 13,265.83	\$ 14,240.06	\$ 15,286.01	\$ 16,408.97	\$ 17,614.62	\$ 18,909.06	\$ 20,298.86	\$ 21,791.07	\$ 23,393.24
3600	300	\$ 12,482.40	\$ 13,397.85	\$ 14,380.58	\$ 15,435.55	\$ 16,568.08	\$ 17,783.89	\$ 19,089.11	\$ 20,490.35	\$ 21,994.67	\$ 23,609.69	\$ 25,343.58

Tabla Anexo 4 Costo de la generación anual en Tarifa DAC hasta el 2030 para el sistema aislado

Kwh/año	kWh/mes	Total CV	CCVU Total	Tiempo de recuperación (años)
120	10	\$ 3,369.36	\$ 23,617.89	jamás
180	15	\$ 5,054.04	\$ 25,577.83	jamás
240	20	\$ 6,738.73	\$ 28,208.71	jamás
300	25	\$ 8,423.41	\$ 32,553.08	jamás
600	50	\$ 16,846.82	\$ 45,706.09	jamás
900	75	\$ 25,270.22	\$ 58,096.34	jamás
1200	100	\$ 33,693.63	\$ 76,307.96	jamás
1500	125	\$ 42,117.04	\$ 95,229.77	jamás
1800	150	\$ 50,540.45	\$ 109,361.62	jamás

Tabla Anexo 5 Costos totales de ciclo vida para el sistema aislado en Tarifa 1 <140 kWh y tiempo de recuperación en sistema aislado

Kwh/año	kWh/mes	Total CV	CCVU Total	Tiempo de recuperación (años)
120	10	\$ 9,990.67	\$ 23,617.89	jamás
180	15	\$ 14,986.01	\$ 25,577.83	jamás
240	20	\$ 19,981.34	\$ 28,208.71	jamás
300	25	\$ 24,976.68	\$ 32,553.08	jamás
600	50	\$ 49,953.36	\$ 45,706.09	19
900	75	\$ 74,930.03	\$ 58,096.34	17
1200	100	\$ 99,906.71	\$ 76,307.96	17
1500	125	\$ 124,883.39	\$ 95,229.77	17
1800	150	\$ 149,860.07	\$ 109,361.62	16
2100	175	\$ 174,836.74	\$ 135,407.78	17
2400	200	\$ 199,813.42	\$ 143,232.84	16
2700	225	\$ 224,790.10	\$ 156,497.89	16
3000	250	\$ 249,766.78	\$ 179,268.67	16

Tabla Anexo 6 Costos totales de ciclo vida para el sistema aislado en Tarifa 1 >140 kWh y tiempo de recuperación en sistema aislado

Kwh/año	kWh/mes	Total CV	CCVU Total	Tiempo de recuperación (años)
120	10	\$ 63,877.33	\$ 23,617.89	12
180	15	\$ 72,822.91	\$ 25,577.83	12
240	20	\$ 81,768.49	\$ 28,208.71	12
300	25	\$ 90,714.06	\$ 32,553.08	12
600	50	\$ 135,441.94	\$ 45,706.09	12
900	75	\$ 180,169.82	\$ 58,096.34	11
1200	100	\$ 224,897.70	\$ 76,307.96	11
1500	125	\$ 269,625.58	\$ 95,229.77	12
1800	150	\$ 314,353.46	\$ 109,361.62	12
2100	175	\$ 359,081.35	\$ 135,407.78	12
2400	200	\$ 403,809.23	\$ 143,232.84	12
2700	225	\$ 448,537.11	\$ 156,497.89	12
3000	250	\$ 493,264.99	\$ 179,268.67	12
3300	275	\$ 537,992.87	\$ 197,913.97	12
3600	300	\$ 582,720.75	\$ 208,571.31	12

**Tabla Anexo 7 Costos totales de ciclo vida para el sistema aislado en Tarifa DAC y tiempo de recuperación en sistema aislado**

Kwh/año	kWh/mes	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
120	10	-\$ 1,022.48	-\$ 1,018.02	-\$ 1,013.35	-\$ 1,008.48	-\$ 1,003.40	-\$ 998.08	-\$ 992.53	-\$ 986.73	-\$ 980.68	-\$ 974.35	-\$ 967.75
180	15	-\$ 1,065.52	-\$ 1,058.83	-\$ 1,051.83	-\$ 1,044.53	-\$ 1,036.90	-\$ 1,028.92	-\$ 1,020.60	-\$ 1,011.90	-\$ 1,002.82	-\$ 993.33	-\$ 983.42
240	20	-\$ 1,140.46	-\$ 1,131.53	-\$ 1,122.20	-\$ 1,112.46	-\$ 1,102.29	-\$ 1,091.66	-\$ 1,080.56	-\$ 1,068.96	-\$ 1,056.85	-\$ 1,044.20	-\$ 1,030.99
300	25	-\$ 1,296.85	-\$ 1,285.69	-\$ 1,274.03	-\$ 1,261.86	-\$ 1,249.14	-\$ 1,235.85	-\$ 1,221.98	-\$ 1,207.48	-\$ 1,192.34	-\$ 1,176.53	-\$ 1,160.01
600	50	-\$ 1,671.47	-\$ 1,649.14	-\$ 1,625.83	-\$ 1,601.48	-\$ 1,576.04	-\$ 1,549.47	-\$ 1,521.72	-\$ 1,492.73	-\$ 1,462.45	-\$ 1,430.82	-\$ 1,397.78
900	75	-\$ 2,009.82	-\$ 1,976.34	-\$ 1,941.37	-\$ 1,904.84	-\$ 1,866.68	-\$ 1,826.83	-\$ 1,785.20	-\$ 1,741.71	-\$ 1,696.29	-\$ 1,648.85	-\$ 1,599.30
1200	100	-\$ 2,624.91	-\$ 2,580.27	-\$ 2,533.64	-\$ 2,484.93	-\$ 2,434.06	-\$ 2,380.92	-\$ 2,325.41	-\$ 2,267.43	-\$ 2,206.87	-\$ 2,143.62	-\$ 2,077.54
1500	125	-\$ 3,273.76	-\$ 3,217.96	-\$ 3,159.67	-\$ 3,098.79	-\$ 3,035.19	-\$ 2,968.77	-\$ 2,899.39	-\$ 2,826.91	-\$ 2,751.21	-\$ 2,672.14	-\$ 2,589.55
1800	150	-\$ 3,694.91	-\$ 3,627.95	-\$ 3,558.00	-\$ 3,484.94	-\$ 3,408.63	-\$ 3,328.92	-\$ 3,245.66	-\$ 3,158.69	-\$ 3,067.85	-\$ 2,972.97	-\$ 2,873.86

Kwh/año	kWh/mes	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
120	10	-\$ 960.84	-\$ 953.64	-\$ 946.11	-\$ 938.24	-\$ 930.03	-\$ 921.44	-\$ 912.48	-\$ 903.12	-\$ 893.34	-\$ 883.13
180	15	-\$ 973.07	-\$ 962.25	-\$ 950.96	-\$ 939.16	-\$ 926.84	-\$ 913.97	-\$ 900.52	-\$ 886.48	-\$ 871.81	-\$ 856.49
240	20	-\$ 1,017.18	-\$ 1,002.77	-\$ 987.71	-\$ 971.98	-\$ 955.55	-\$ 938.38	-\$ 920.46	-\$ 901.73	-\$ 882.17	-\$ 861.75
300	25	-\$ 1,142.76	-\$ 1,124.73	-\$ 1,105.91	-\$ 1,086.25	-\$ 1,065.71	-\$ 1,044.26	-\$ 1,021.85	-\$ 998.44	-\$ 974.00	-\$ 948.46
600	50	-\$ 1,363.28	-\$ 1,327.23	-\$ 1,289.58	-\$ 1,250.26	-\$ 1,209.18	-\$ 1,166.28	-\$ 1,121.46	-\$ 1,074.65	-\$ 1,025.75	-\$ 974.68
900	75	-\$ 1,547.54	-\$ 1,493.47	-\$ 1,437.00	-\$ 1,378.01	-\$ 1,316.39	-\$ 1,252.04	-\$ 1,184.81	-\$ 1,114.60	-\$ 1,041.25	-\$ 964.65
1200	100	-\$ 2,008.53	-\$ 1,936.44	-\$ 1,861.14	-\$ 1,782.49	-\$ 1,700.34	-\$ 1,614.53	-\$ 1,524.90	-\$ 1,431.28	-\$ 1,333.49	-\$ 1,231.34
1500	125	-\$ 2,503.29	-\$ 2,413.18	-\$ 2,319.05	-\$ 2,220.74	-\$ 2,118.05	-\$ 2,010.79	-\$ 1,898.75	-\$ 1,781.72	-\$ 1,659.48	-\$ 1,531.80
1800	150	-\$ 2,770.34	-\$ 2,662.21	-\$ 2,549.26	-\$ 2,431.28	-\$ 2,308.06	-\$ 2,179.34	-\$ 2,044.89	-\$ 1,904.46	-\$ 1,757.78	-\$ 1,604.56

Tabla Anexo 8 Ganancia o pérdida anual de operación para Tarifa 1 <140 kWh para el sistema aislado

Kwh/año	kWh/mes	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
120	10	-\$ 828.38	-\$ 815.01	-\$ 801.04	-\$ 786.42	-\$ 771.15	-\$ 755.18	-\$ 738.49	-\$ 721.03	-\$ 702.79	-\$ 683.72	-\$ 663.78
180	15	-\$ 774.37	-\$ 754.32	-\$ 733.35	-\$ 711.44	-\$ 688.53	-\$ 664.57	-\$ 639.53	-\$ 613.35	-\$ 585.99	-\$ 557.38	-\$ 527.47
240	20	-\$ 752.26	-\$ 725.52	-\$ 697.57	-\$ 668.34	-\$ 637.79	-\$ 605.86	-\$ 572.47	-\$ 537.57	-\$ 501.08	-\$ 462.93	-\$ 423.05
300	25	-\$ 811.60	-\$ 778.18	-\$ 743.24	-\$ 706.71	-\$ 668.52	-\$ 628.60	-\$ 586.86	-\$ 543.23	-\$ 497.62	-\$ 449.94	-\$ 400.09
600	50	-\$ 700.97	-\$ 634.12	-\$ 564.24	-\$ 491.18	-\$ 414.81	-\$ 334.96	-\$ 251.49	-\$ 164.23	-\$ 73.01	\$ 22.36	\$ 122.06
900	75	-\$ 554.07	-\$ 453.80	-\$ 348.98	-\$ 239.39	-\$ 124.83	-\$ 5.06	\$ 120.14	\$ 251.03	\$ 387.87	\$ 530.92	\$ 680.47
1200	100	-\$ 683.91	-\$ 550.22	-\$ 410.45	-\$ 264.34	-\$ 111.59	\$ 48.10	\$ 215.04	\$ 389.56	\$ 572.01	\$ 762.74	\$ 962.14
1500	125	-\$ 847.51	-\$ 680.40	-\$ 505.69	-\$ 323.05	-\$ 132.11	\$ 67.50	\$ 276.17	\$ 494.33	\$ 722.39	\$ 960.81	\$ 1,210.05
1800	150	-\$ 783.41	-\$ 582.87	-\$ 373.22	-\$ 154.05	\$ 75.07	\$ 314.60	\$ 565.01	\$ 826.80	\$ 1,100.47	\$ 1,386.57	\$ 1,685.67
2100	175	-\$ 1,285.69	-\$ 1,051.72	-\$ 807.13	-\$ 551.43	-\$ 284.12	-\$ 4.67	\$ 287.47	\$ 592.89	\$ 912.17	\$ 1,245.96	\$ 1,594.91
2400	200	-\$ 921.77	-\$ 654.38	-\$ 374.85	-\$ 82.63	\$ 222.87	\$ 542.25	\$ 876.13	\$ 1,225.17	\$ 1,590.07	\$ 1,971.54	\$ 2,370.33
2700	225	-\$ 816.46	-\$ 515.65	-\$ 201.18	\$ 127.57	\$ 471.26	\$ 830.56	\$ 1,206.17	\$ 1,598.85	\$ 2,009.36	\$ 2,438.51	\$ 2,887.15
3000	250	-\$ 1,163.04	-\$ 828.80	-\$ 479.39	-\$ 114.11	\$ 267.77	\$ 666.99	\$ 1,084.34	\$ 1,520.64	\$ 1,976.76	\$ 2,453.60	\$ 2,952.10

Kwh/año	kWh/mes	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
120	10	-\$ 642.93	-\$ 621.14	-\$ 598.36	-\$ 574.54	-\$ 549.64	-\$ 523.61	-\$ 496.40	-\$ 467.95	-\$ 438.21	-\$ 407.12
180	15	-\$ 496.20	-\$ 463.51	-\$ 429.34	-\$ 393.61	-\$ 356.26	-\$ 317.22	-\$ 276.40	-\$ 233.73	-\$ 189.12	-\$ 142.49
240	20	-\$ 381.36	-\$ 337.77	-\$ 292.21	-\$ 244.58	-\$ 194.78	-\$ 142.72	-\$ 88.30	-\$ 31.40	\$ 28.07	\$ 90.26
300	25	-\$ 347.97	-\$ 293.49	-\$ 236.54	-\$ 177.00	-\$ 114.75	-\$ 49.68	\$ 18.35	\$ 89.47	\$ 163.82	\$ 241.54
600	50	\$ 226.29	\$ 335.25	\$ 449.16	\$ 568.24	\$ 692.73	\$ 822.88	\$ 958.94	\$ 1,101.17	\$ 1,249.87	\$ 1,405.32
900	75	\$ 836.81	\$ 1,000.25	\$ 1,171.11	\$ 1,349.74	\$ 1,536.48	\$ 1,731.70	\$ 1,935.78	\$ 2,149.14	\$ 2,372.18	\$ 2,605.36
1200	100	\$ 1,170.60	\$ 1,388.52	\$ 1,616.34	\$ 1,854.50	\$ 2,103.49	\$ 2,363.78	\$ 2,635.89	\$ 2,920.37	\$ 3,217.76	\$ 3,528.66
1500	125	\$ 1,470.62	\$ 1,743.02	\$ 2,027.80	\$ 2,325.51	\$ 2,636.74	\$ 2,962.10	\$ 3,302.24	\$ 3,657.84	\$ 4,029.58	\$ 4,418.20
1800	150	\$ 1,998.35	\$ 2,325.23	\$ 2,666.96	\$ 3,024.21	\$ 3,397.69	\$ 3,788.13	\$ 4,196.30	\$ 4,623.01	\$ 5,069.10	\$ 5,535.45
2100	175	\$ 1,959.70	\$ 2,341.06	\$ 2,739.75	\$ 3,156.54	\$ 3,592.26	\$ 4,047.77	\$ 4,523.97	\$ 5,021.80	\$ 5,542.24	\$ 6,086.32
2400	200	\$ 2,787.24	\$ 3,223.09	\$ 3,678.72	\$ 4,155.06	\$ 4,653.02	\$ 5,173.61	\$ 5,717.84	\$ 6,286.78	\$ 6,881.57	\$ 7,503.37
2700	225	\$ 3,356.18	\$ 3,846.50	\$ 4,359.09	\$ 4,894.97	\$ 5,455.18	\$ 6,040.84	\$ 6,653.10	\$ 7,293.16	\$ 7,962.30	\$ 8,661.82
3000	250	\$ 3,473.23	\$ 4,018.04	\$ 4,587.58	\$ 5,183.00	\$ 5,805.46	\$ 6,456.19	\$ 7,136.48	\$ 7,847.66	\$ 8,591.14	\$ 9,368.39

Tabla Anexo 9 Ganancia o pérdida anual de operación para Tarifa 1 >140 kWh para el sistema aislado

Kwh/año	kWh/mes	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
120	10	\$ 116.13	\$ 217.27	\$ 326.73	\$ 445.17	\$ 573.35	\$ 712.07	\$ 862.20	\$ 1,024.68	\$ 1,200.54	\$ 1,390.88	\$ 1,596.90
180	15	\$ 216.81	\$ 332.00	\$ 456.51	\$ 591.10	\$ 736.59	\$ 893.88	\$ 1,063.93	\$ 1,247.77	\$ 1,446.53	\$ 1,661.43	\$ 1,893.79
240	20	\$ 285.60	\$ 414.82	\$ 554.39	\$ 705.13	\$ 867.94	\$ 1,043.80	\$ 1,233.76	\$ 1,438.96	\$ 1,660.63	\$ 1,900.09	\$ 2,158.79
300	25	\$ 272.93	\$ 416.20	\$ 570.82	\$ 737.70	\$ 917.83	\$ 1,112.26	\$ 1,322.14	\$ 1,548.69	\$ 1,793.27	\$ 2,057.29	\$ 2,342.34
600	50	\$ 616.93	\$ 830.40	\$ 1,060.30	\$ 1,307.93	\$ 1,574.64	\$ 1,861.92	\$ 2,171.37	\$ 2,504.72	\$ 2,863.81	\$ 3,250.66	\$ 3,667.42
900	75	\$ 997.20	\$ 1,280.86	\$ 1,586.05	\$ 1,914.41	\$ 2,267.70	\$ 2,647.83	\$ 3,056.86	\$ 3,497.00	\$ 3,970.61	\$ 4,480.28	\$ 5,028.75
1200	100	\$ 1,100.73	\$ 1,454.59	\$ 1,835.06	\$ 2,244.15	\$ 2,684.03	\$ 3,157.01	\$ 3,665.62	\$ 4,212.54	\$ 4,800.68	\$ 5,433.17	\$ 6,113.35
1500	125	\$ 1,170.50	\$ 1,594.56	\$ 2,050.31	\$ 2,540.14	\$ 3,066.59	\$ 3,632.43	\$ 4,240.62	\$ 4,894.33	\$ 5,596.99	\$ 6,352.29	\$ 7,164.19
1800	150	\$ 1,467.97	\$ 1,962.23	\$ 2,493.27	\$ 3,063.83	\$ 3,676.86	\$ 4,335.56	\$ 5,043.32	\$ 5,803.82	\$ 6,621.01	\$ 7,499.12	\$ 8,442.73
2100	175	\$ 1,199.06	\$ 1,763.52	\$ 2,369.84	\$ 3,021.13	\$ 3,720.76	\$ 4,472.30	\$ 5,279.64	\$ 6,146.93	\$ 7,078.64	\$ 8,079.57	\$ 9,154.89
2400	200	\$ 1,796.35	\$ 2,431.00	\$ 3,112.60	\$ 3,844.63	\$ 4,630.84	\$ 5,475.24	\$ 6,382.15	\$ 7,356.23	\$ 8,402.46	\$ 9,526.21	\$ 10,733.25
2700	225	\$ 2,135.03	\$ 2,839.88	\$ 3,596.76	\$ 4,409.53	\$ 5,282.31	\$ 6,219.56	\$ 7,226.06	\$ 8,306.93	\$ 9,467.68	\$ 10,714.25	\$ 12,053.00
3000	250	\$ 2,021.82	\$ 2,796.88	\$ 3,629.04	\$ 4,522.54	\$ 5,481.91	\$ 6,512.01	\$ 7,618.08	\$ 8,805.74	\$ 10,081.02	\$ 11,450.41	\$ 12,920.86
3300	275	\$ 2,104.74	\$ 2,949.99	\$ 3,857.44	\$ 4,831.67	\$ 5,877.62	\$ 7,000.58	\$ 8,206.22	\$ 9,500.67	\$ 10,890.47	\$ 12,382.68	\$ 13,984.85
3600	300	\$ 2,567.38	\$ 3,482.83	\$ 4,465.56	\$ 5,520.53	\$ 6,653.06	\$ 7,868.87	\$ 9,174.10	\$ 10,575.33	\$ 12,079.66	\$ 13,694.68	\$ 15,428.56

Kwh/año	kWh/mes	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
120	10	\$ 1,819.89	\$ 2,061.28	\$ 2,322.57	\$ 2,605.42	\$ 2,911.61	\$ 3,243.09	\$ 3,601.95	\$ 3,990.46	\$ 4,411.08	\$ 4,866.49
180	15	\$ 2,145.04	\$ 2,416.72	\$ 2,710.50	\$ 3,028.19	\$ 3,371.76	\$ 3,743.31	\$ 4,145.14	\$ 4,579.74	\$ 5,049.79	\$ 5,558.20
240	20	\$ 2,438.29	\$ 2,740.27	\$ 3,066.54	\$ 3,419.08	\$ 3,800.01	\$ 4,211.63	\$ 4,656.44	\$ 5,137.13	\$ 5,656.60	\$ 6,218.02
300	25	\$ 2,650.09	\$ 2,982.36	\$ 3,341.12	\$ 3,728.50	\$ 4,146.80	\$ 4,598.50	\$ 5,086.28	\$ 5,613.06	\$ 6,181.96	\$ 6,796.38
600	50	\$ 4,116.42	\$ 4,600.17	\$ 5,121.38	\$ 5,682.98	\$ 6,288.11	\$ 6,940.18	\$ 7,642.84	\$ 8,400.06	\$ 9,216.09	\$ 10,095.54
900	75	\$ 5,619.00	\$ 6,254.24	\$ 6,937.90	\$ 7,673.72	\$ 8,465.69	\$ 9,318.12	\$ 10,235.66	\$ 11,223.31	\$ 12,286.48	\$ 13,430.96
1200	100	\$ 6,844.85	\$ 7,631.57	\$ 8,477.69	\$ 9,387.72	\$ 10,366.52	\$ 11,419.32	\$ 12,551.74	\$ 13,769.84	\$ 15,080.13	\$ 16,489.64
1500	125	\$ 8,036.94	\$ 8,975.14	\$ 9,983.71	\$ 11,067.96	\$ 12,233.60	\$ 13,486.77	\$ 14,834.06	\$ 16,282.60	\$ 17,840.02	\$ 19,514.56
1800	150	\$ 9,456.74	\$ 10,546.42	\$ 11,717.44	\$ 12,975.91	\$ 14,328.38	\$ 15,781.92	\$ 17,344.09	\$ 19,023.07	\$ 20,827.62	\$ 22,767.19
2100	175	\$ 10,310.15	\$ 11,551.31	\$ 12,884.79	\$ 14,317.48	\$ 15,856.78	\$ 17,510.68	\$ 19,287.74	\$ 21,197.15	\$ 23,248.84	\$ 25,453.43
2400	200	\$ 12,029.76	\$ 13,422.40	\$ 14,918.33	\$ 16,525.23	\$ 18,251.38	\$ 20,105.64	\$ 22,097.57	\$ 24,237.43	\$ 26,536.25	\$ 29,005.87
2700	225	\$ 13,490.76	\$ 15,034.88	\$ 16,693.26	\$ 18,474.38	\$ 20,387.36	\$ 22,442.00	\$ 24,648.81	\$ 27,019.11	\$ 29,565.05	\$ 32,299.70
3000	250	\$ 14,499.87	\$ 16,195.48	\$ 18,016.31	\$ 19,971.65	\$ 22,071.47	\$ 24,326.47	\$ 26,748.16	\$ 29,348.90	\$ 32,141.97	\$ 35,141.65
3300	275	\$ 15,705.11	\$ 17,552.20	\$ 19,535.48	\$ 21,665.04	\$ 23,951.69	\$ 26,407.06	\$ 29,043.62	\$ 31,874.80	\$ 34,915.01	\$ 38,179.71
3600	300	\$ 17,290.07	\$ 19,288.64	\$ 21,434.38	\$ 23,738.16	\$ 26,211.64	\$ 28,867.38	\$ 31,718.82	\$ 34,780.44	\$ 38,067.77	\$ 41,597.51

Tabla Anexo 10 Ganancia o pérdida anual de operación para Tarifa DAC para el sistema aislado

Kwh/año	kWh/mes	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
120	10	\$ 100.26	\$ 104.72	\$ 109.39	\$ 114.26	\$ 119.35	\$ 124.66	\$ 130.21	\$ 136.01	\$ 142.06	\$ 148.39	\$ 155.00
180	15	\$ 150.39	\$ 157.09	\$ 164.08	\$ 171.39	\$ 179.02	\$ 186.99	\$ 195.32	\$ 204.01	\$ 213.10	\$ 222.58	\$ 232.50
240	20	\$ 200.52	\$ 209.45	\$ 218.77	\$ 228.52	\$ 238.69	\$ 249.32	\$ 260.42	\$ 272.02	\$ 284.13	\$ 296.78	\$ 309.99
300	25	\$ 250.65	\$ 261.81	\$ 273.47	\$ 285.64	\$ 298.36	\$ 311.65	\$ 325.53	\$ 340.02	\$ 355.16	\$ 370.97	\$ 387.49
600	50	\$ 501.30	\$ 523.62	\$ 546.94	\$ 571.29	\$ 596.73	\$ 623.30	\$ 651.05	\$ 680.04	\$ 710.32	\$ 741.95	\$ 774.98
900	75	\$ 751.95	\$ 785.43	\$ 820.40	\$ 856.93	\$ 895.09	\$ 934.95	\$ 976.58	\$ 1,020.06	\$ 1,065.48	\$ 1,112.92	\$ 1,162.48
1200	100	\$ 1,002.60	\$ 1,047.24	\$ 1,093.87	\$ 1,142.58	\$ 1,193.45	\$ 1,246.59	\$ 1,302.10	\$ 1,360.08	\$ 1,420.64	\$ 1,483.89	\$ 1,549.97
1500	125	\$ 1,253.25	\$ 1,309.05	\$ 1,367.34	\$ 1,428.22	\$ 1,491.82	\$ 1,558.24	\$ 1,627.63	\$ 1,700.10	\$ 1,775.80	\$ 1,854.87	\$ 1,937.46
1800	150	\$ 1,503.90	\$ 1,570.86	\$ 1,640.81	\$ 1,713.87	\$ 1,790.18	\$ 1,869.89	\$ 1,953.15	\$ 2,040.12	\$ 2,130.96	\$ 2,225.84	\$ 2,324.95

Kwh/año	kWh/mes	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
120	10	\$ 161.90	\$ 169.11	\$ 176.64	\$ 184.50	\$ 192.72	\$ 201.30	\$ 210.26	\$ 219.62	\$ 229.40	\$ 239.62
180	15	\$ 242.85	\$ 253.66	\$ 264.95	\$ 276.75	\$ 289.08	\$ 301.95	\$ 315.39	\$ 329.43	\$ 344.10	\$ 359.43
240	20	\$ 323.80	\$ 338.21	\$ 353.27	\$ 369.00	\$ 385.43	\$ 402.60	\$ 420.52	\$ 439.25	\$ 458.80	\$ 479.23
300	25	\$ 404.75	\$ 422.77	\$ 441.59	\$ 461.25	\$ 481.79	\$ 503.24	\$ 525.65	\$ 549.06	\$ 573.51	\$ 599.04
600	50	\$ 809.49	\$ 845.53	\$ 883.18	\$ 922.51	\$ 963.58	\$ 1,006.49	\$ 1,051.30	\$ 1,098.12	\$ 1,147.01	\$ 1,198.08
900	75	\$ 1,214.24	\$ 1,268.30	\$ 1,324.77	\$ 1,383.76	\$ 1,445.38	\$ 1,509.73	\$ 1,576.96	\$ 1,647.17	\$ 1,720.52	\$ 1,797.13
1200	100	\$ 1,618.98	\$ 1,691.07	\$ 1,766.37	\$ 1,845.02	\$ 1,927.17	\$ 2,012.98	\$ 2,102.61	\$ 2,196.23	\$ 2,294.02	\$ 2,396.17
1500	125	\$ 2,023.73	\$ 2,113.84	\$ 2,207.96	\$ 2,306.27	\$ 2,408.96	\$ 2,516.22	\$ 2,628.26	\$ 2,745.29	\$ 2,867.53	\$ 2,995.21
1800	150	\$ 2,428.47	\$ 2,536.60	\$ 2,649.55	\$ 2,767.52	\$ 2,890.75	\$ 3,019.47	\$ 3,153.91	\$ 3,294.35	\$ 3,441.03	\$ 3,594.25

Tabla Anexo 11 Costo de la generación anual en Tarifa 1 <140 kWh hasta el 2030 para el sistema interconectado

Kwh/año	kWh/mes	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
120	10	\$ 294.36	\$ 307.73	\$ 321.71	\$ 336.32	\$ 351.59	\$ 367.56	\$ 384.25	\$ 401.71	\$ 419.95	\$ 439.03	\$ 458.97
180	15	\$ 441.54	\$ 461.59	\$ 482.56	\$ 504.48	\$ 527.39	\$ 551.34	\$ 576.38	\$ 602.56	\$ 629.93	\$ 658.54	\$ 688.45
240	20	\$ 588.72	\$ 615.46	\$ 643.41	\$ 672.63	\$ 703.18	\$ 735.12	\$ 768.51	\$ 803.41	\$ 839.90	\$ 878.05	\$ 917.93
300	25	\$ 735.90	\$ 769.32	\$ 804.26	\$ 840.79	\$ 878.98	\$ 918.90	\$ 960.64	\$ 1,004.27	\$ 1,049.88	\$ 1,097.56	\$ 1,147.41
600	50	\$ 1,471.80	\$ 1,538.65	\$ 1,608.53	\$ 1,681.59	\$ 1,757.96	\$ 1,837.80	\$ 1,921.27	\$ 2,008.54	\$ 2,099.76	\$ 2,195.13	\$ 2,294.83
900	75	\$ 2,207.70	\$ 2,307.97	\$ 2,412.79	\$ 2,522.38	\$ 2,636.94	\$ 2,756.71	\$ 2,881.91	\$ 3,012.80	\$ 3,149.64	\$ 3,292.69	\$ 3,442.24
1200	100	\$ 2,943.60	\$ 3,077.29	\$ 3,217.06	\$ 3,363.17	\$ 3,515.92	\$ 3,675.61	\$ 3,842.55	\$ 4,017.07	\$ 4,199.52	\$ 4,390.25	\$ 4,589.65
1500	125	\$ 3,679.50	\$ 3,846.62	\$ 4,021.32	\$ 4,203.97	\$ 4,394.90	\$ 4,594.51	\$ 4,803.19	\$ 5,021.34	\$ 5,249.40	\$ 5,487.82	\$ 5,737.07
1800	150	\$ 4,415.40	\$ 4,615.94	\$ 4,825.59	\$ 5,044.76	\$ 5,273.88	\$ 5,513.41	\$ 5,763.82	\$ 6,025.61	\$ 6,299.28	\$ 6,585.38	\$ 6,884.48
2100	175	\$ 5,151.30	\$ 5,385.26	\$ 5,629.85	\$ 5,885.55	\$ 6,152.86	\$ 6,432.32	\$ 6,724.46	\$ 7,029.87	\$ 7,349.16	\$ 7,682.95	\$ 8,031.89
2400	200	\$ 5,887.20	\$ 6,154.59	\$ 6,434.12	\$ 6,726.34	\$ 7,031.84	\$ 7,351.22	\$ 7,685.10	\$ 8,034.14	\$ 8,399.04	\$ 8,780.51	\$ 9,179.30
2700	225	\$ 6,623.10	\$ 6,923.91	\$ 7,238.38	\$ 7,567.14	\$ 7,910.82	\$ 8,270.12	\$ 8,645.73	\$ 9,038.41	\$ 9,448.92	\$ 9,878.07	\$ 10,326.72
3000	250	\$ 7,359.00	\$ 7,693.23	\$ 8,042.65	\$ 8,407.93	\$ 8,789.80	\$ 9,189.02	\$ 9,606.37	\$ 10,042.68	\$ 10,498.80	\$ 10,975.64	\$ 11,474.13

Kwh/año	kWh/mes	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
120	10	\$ 479.81	\$ 501.60	\$ 524.38	\$ 548.20	\$ 573.10	\$ 599.13	\$ 626.34	\$ 654.79	\$ 684.53	\$ 715.62
180	15	\$ 719.72	\$ 752.40	\$ 786.58	\$ 822.30	\$ 859.65	\$ 898.69	\$ 939.51	\$ 982.18	\$ 1,026.79	\$ 1,073.43
240	20	\$ 959.62	\$ 1,003.21	\$ 1,048.77	\$ 1,096.40	\$ 1,146.20	\$ 1,198.26	\$ 1,252.68	\$ 1,309.58	\$ 1,369.05	\$ 1,431.23
300	25	\$ 1,199.53	\$ 1,254.01	\$ 1,310.96	\$ 1,370.50	\$ 1,432.75	\$ 1,497.82	\$ 1,565.85	\$ 1,636.97	\$ 1,711.32	\$ 1,789.04
600	50	\$ 2,399.05	\$ 2,508.01	\$ 2,621.92	\$ 2,741.01	\$ 2,865.50	\$ 2,995.65	\$ 3,131.70	\$ 3,273.94	\$ 3,422.64	\$ 3,578.09
900	75	\$ 3,598.58	\$ 3,762.02	\$ 3,932.89	\$ 4,111.51	\$ 4,298.25	\$ 4,493.47	\$ 4,697.55	\$ 4,910.91	\$ 5,133.95	\$ 5,367.13
1200	100	\$ 4,798.11	\$ 5,016.03	\$ 5,243.85	\$ 5,482.01	\$ 5,731.00	\$ 5,991.29	\$ 6,263.40	\$ 6,547.88	\$ 6,845.27	\$ 7,156.17
1500	125	\$ 5,997.63	\$ 6,270.04	\$ 6,554.81	\$ 6,852.52	\$ 7,163.75	\$ 7,489.11	\$ 7,829.26	\$ 8,184.85	\$ 8,556.59	\$ 8,945.21
1800	150	\$ 7,197.16	\$ 7,524.04	\$ 7,865.77	\$ 8,223.02	\$ 8,596.50	\$ 8,986.94	\$ 9,395.11	\$ 9,821.82	\$ 10,267.91	\$ 10,734.26
2100	175	\$ 8,396.69	\$ 8,778.05	\$ 9,176.73	\$ 9,593.53	\$ 10,029.25	\$ 10,484.76	\$ 10,960.96	\$ 11,458.79	\$ 11,979.22	\$ 12,523.30
2400	200	\$ 9,596.21	\$ 10,032.06	\$ 10,487.70	\$ 10,964.03	\$ 11,462.00	\$ 11,982.58	\$ 12,526.81	\$ 13,095.76	\$ 13,690.54	\$ 14,312.34
2700	225	\$ 10,795.74	\$ 11,286.06	\$ 11,798.66	\$ 12,334.53	\$ 12,894.75	\$ 13,480.40	\$ 14,092.66	\$ 14,732.72	\$ 15,401.86	\$ 16,101.39
3000	250	\$ 11,995.27	\$ 12,540.07	\$ 13,109.62	\$ 13,705.04	\$ 14,327.50	\$ 14,978.23	\$ 15,658.51	\$ 16,369.69	\$ 17,113.18	\$ 17,890.43

Tabla Anexo 12 Costo de la generación anual en Tarifa 1 >140 kWh hasta el 2030 para el sistema interconectado

Kwh/año	kWh/mes	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
120	10	\$ 1,238.87	\$ 1,340.02	\$ 1,449.47	\$ 1,567.91	\$ 1,696.09	\$ 1,834.81	\$ 1,984.94	\$ 2,147.42	\$ 2,323.28	\$ 2,513.62	\$ 2,719.64
180	15	\$ 1,432.72	\$ 1,547.91	\$ 1,672.42	\$ 1,807.01	\$ 1,952.51	\$ 2,109.80	\$ 2,279.84	\$ 2,463.68	\$ 2,662.44	\$ 2,877.34	\$ 3,109.71
240	20	\$ 1,626.58	\$ 1,755.80	\$ 1,895.37	\$ 2,046.11	\$ 2,208.92	\$ 2,384.78	\$ 2,574.74	\$ 2,779.94	\$ 3,001.60	\$ 3,241.07	\$ 3,499.77
300	25	\$ 1,820.43	\$ 1,963.70	\$ 2,118.32	\$ 2,285.21	\$ 2,465.33	\$ 2,659.77	\$ 2,869.64	\$ 3,096.20	\$ 3,340.77	\$ 3,604.80	\$ 3,889.84
600	50	\$ 2,789.70	\$ 3,003.16	\$ 3,233.07	\$ 3,480.69	\$ 3,747.40	\$ 4,034.69	\$ 4,344.14	\$ 4,677.48	\$ 5,036.58	\$ 5,423.42	\$ 5,840.18
900	75	\$ 3,758.97	\$ 4,042.63	\$ 4,347.82	\$ 4,676.18	\$ 5,029.47	\$ 5,409.61	\$ 5,818.64	\$ 6,258.77	\$ 6,732.39	\$ 7,242.05	\$ 7,790.52
1200	100	\$ 4,728.24	\$ 5,082.10	\$ 5,462.57	\$ 5,871.66	\$ 6,311.54	\$ 6,784.53	\$ 7,293.13	\$ 7,840.06	\$ 8,428.20	\$ 9,060.68	\$ 9,740.86
1500	125	\$ 5,697.51	\$ 6,121.57	\$ 6,577.32	\$ 7,067.15	\$ 7,593.61	\$ 8,159.45	\$ 8,767.63	\$ 9,421.34	\$ 10,124.01	\$ 10,879.30	\$ 11,691.20
1800	150	\$ 6,666.78	\$ 7,161.04	\$ 7,692.07	\$ 8,262.63	\$ 8,875.67	\$ 9,534.37	\$ 10,242.13	\$ 11,002.63	\$ 11,819.82	\$ 12,697.93	\$ 13,641.54
2100	175	\$ 7,636.05	\$ 8,200.51	\$ 8,806.83	\$ 9,458.12	\$ 10,157.74	\$ 10,909.29	\$ 11,716.63	\$ 12,583.92	\$ 13,515.63	\$ 14,516.56	\$ 15,591.88
2400	200	\$ 8,605.32	\$ 9,239.98	\$ 9,921.58	\$ 10,653.61	\$ 11,439.81	\$ 12,284.21	\$ 13,191.12	\$ 14,165.20	\$ 15,211.44	\$ 16,335.19	\$ 17,542.22
2700	225	\$ 9,574.59	\$ 10,279.44	\$ 11,036.33	\$ 11,849.09	\$ 12,721.88	\$ 13,659.13	\$ 14,665.62	\$ 15,746.49	\$ 16,907.24	\$ 18,153.81	\$ 19,492.56
3000	250	\$ 10,543.86	\$ 11,318.91	\$ 12,151.08	\$ 13,044.58	\$ 14,003.94	\$ 15,034.05	\$ 16,140.12	\$ 17,327.78	\$ 18,603.05	\$ 19,972.44	\$ 21,442.90
3300	275	\$ 11,513.13	\$ 12,358.38	\$ 13,265.83	\$ 14,240.06	\$ 15,286.01	\$ 16,408.97	\$ 17,614.62	\$ 18,909.06	\$ 20,298.86	\$ 21,791.07	\$ 23,393.24
3600	300	\$ 12,482.40	\$ 13,397.85	\$ 14,380.58	\$ 15,435.55	\$ 16,568.08	\$ 17,783.89	\$ 19,089.11	\$ 20,490.35	\$ 21,994.67	\$ 23,609.69	\$ 25,343.58
Kwh/año	kWh/mes	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
120	10	\$ 2,942.64	\$ 3,184.02	\$ 3,445.31	\$ 3,728.16	\$ 4,034.35	\$ 4,365.83	\$ 4,724.69	\$ 5,113.20	\$ 5,533.82	\$ 5,989.23	
180	15	\$ 3,360.95	\$ 3,632.63	\$ 3,926.41	\$ 4,244.11	\$ 4,587.67	\$ 4,959.22	\$ 5,361.05	\$ 5,795.65	\$ 6,265.70	\$ 6,774.12	
240	20	\$ 3,779.27	\$ 4,081.25	\$ 4,407.52	\$ 4,760.06	\$ 5,140.99	\$ 5,552.61	\$ 5,997.42	\$ 6,478.11	\$ 6,997.58	\$ 7,559.00	
300	25	\$ 4,197.59	\$ 4,529.86	\$ 4,888.62	\$ 5,276.00	\$ 5,694.30	\$ 6,146.00	\$ 6,633.78	\$ 7,160.56	\$ 7,729.46	\$ 8,343.88	
600	50	\$ 6,289.18	\$ 6,772.93	\$ 7,294.15	\$ 7,855.75	\$ 8,460.88	\$ 9,112.94	\$ 9,815.61	\$ 10,572.82	\$ 11,388.85	\$ 12,268.31	
900	75	\$ 8,380.77	\$ 9,016.01	\$ 9,699.67	\$ 10,435.49	\$ 11,227.46	\$ 12,079.89	\$ 12,997.43	\$ 13,985.09	\$ 15,048.25	\$ 16,192.73	
1200	100	\$ 10,472.36	\$ 11,259.08	\$ 12,105.20	\$ 13,015.23	\$ 13,994.04	\$ 15,046.83	\$ 16,179.25	\$ 17,397.35	\$ 18,707.64	\$ 20,117.15	
1500	125	\$ 12,563.95	\$ 13,502.15	\$ 14,510.72	\$ 15,594.98	\$ 16,760.61	\$ 18,013.78	\$ 19,361.08	\$ 20,809.61	\$ 22,367.04	\$ 24,041.57	
1800	150	\$ 14,655.55	\$ 15,745.22	\$ 16,916.25	\$ 18,174.72	\$ 19,527.19	\$ 20,980.72	\$ 22,542.90	\$ 24,221.88	\$ 26,026.43	\$ 27,965.99	
2100	175	\$ 16,747.14	\$ 17,988.30	\$ 19,321.77	\$ 20,754.46	\$ 22,293.77	\$ 23,947.67	\$ 25,724.72	\$ 27,634.14	\$ 29,685.82	\$ 31,890.42	
2400	200	\$ 18,838.73	\$ 20,231.37	\$ 21,727.30	\$ 23,334.20	\$ 25,060.35	\$ 26,914.61	\$ 28,906.55	\$ 31,046.40	\$ 33,345.22	\$ 35,814.84	
2700	225	\$ 20,930.32	\$ 22,474.44	\$ 24,132.82	\$ 25,913.95	\$ 27,826.93	\$ 29,881.56	\$ 32,088.37	\$ 34,458.67	\$ 37,004.61	\$ 39,739.26	
3000	250	\$ 23,021.91	\$ 24,717.51	\$ 26,538.35	\$ 28,493.69	\$ 30,593.50	\$ 32,848.50	\$ 35,270.19	\$ 37,870.93	\$ 40,664.00	\$ 43,663.68	
3300	275	\$ 25,113.50	\$ 26,960.59	\$ 28,943.87	\$ 31,073.43	\$ 33,360.08	\$ 35,815.45	\$ 38,452.02	\$ 41,283.20	\$ 44,323.40	\$ 47,588.10	
3600	300	\$ 27,205.09	\$ 29,203.66	\$ 31,349.40	\$ 33,653.18	\$ 36,126.66	\$ 38,782.39	\$ 41,633.84	\$ 44,695.46	\$ 47,982.79	\$ 51,512.52	

Tabla Anexo 13 Costo de la generación anual en Tarifa DAC hasta el 2030 para el sistema interconectado

Kwh/año	kWh/mes	Total CV	CCVU Total	Tiempo de recuperación (años)
120	10	\$ 3,369.36	\$ 59,249.21	jamás
180	15	\$ 5,054.04	\$ 60,314.94	jamás
240	20	\$ 6,738.73	\$ 62,979.28	jamás
300	25	\$ 8,423.41	\$ 64,577.88	jamás
600	50	\$ 16,846.82	\$ 74,831.36	jamás
900	75	\$ 25,270.22	\$ 84,955.82	jamás
1200	100	\$ 33,693.63	\$ 102,339.78	jamás
1500	125	\$ 42,117.04	\$ 113,126.13	jamás
1800	150	\$ 50,540.45	\$ 122,717.73	jamás

**Tabla Anexo 14 Costos totales de ciclo vida para el sistema aislado en Tarifa 1 <140 kWh y tiempo de recuperación en sistema interconectado**

Kwh/año	kWh/mes	Total CV	CCVU Total	Tiempo de recuperación (años)
120	10	\$ 9,990.67	\$ 59,249.21	jamás
180	15	\$ 14,986.01	\$ 60,314.94	jamás
240	20	\$ 19,981.34	\$ 62,979.28	jamás
300	25	\$ 24,976.68	\$ 64,577.88	jamás
600	50	\$ 49,953.36	\$ 74,831.36	jamás
900	75	\$ 74,930.03	\$ 84,955.82	jamás
1200	100	\$ 99,906.71	\$ 102,339.78	jamás
1500	125	\$ 124,883.39	\$ 113,126.13	19
1800	150	\$ 149,860.07	\$ 122,717.73	18
2100	175	\$ 174,836.74	\$ 150,076.24	18
2400	200	\$ 199,813.42	\$ 159,639.98	18
2700	225	\$ 224,790.10	\$ 170,426.32	17
3000	250	\$ 249,766.78	\$ 188,762.86	17

**Tabla Anexo 15 Costos totales de ciclo vida para el sistema aislado en Tarifa 1 >140 kWh y tiempo de recuperación en sistema interconectado**

Kwh/año	kWh/mes	Total CV	CCVU Total	Tiempo de recuperación (años)
120	10	\$ 63,877.33	\$ 59,249.21	20
180	15	\$ 72,822.91	\$ 60,314.94	19
240	20	\$ 81,768.49	\$ 62,979.28	18
300	25	\$ 90,714.06	\$ 64,577.88	17
600	50	\$ 135,441.94	\$ 74,831.36	17
900	75	\$ 180,169.82	\$ 84,955.82	14
1200	100	\$ 224,897.70	\$ 102,339.78	14
1500	125	\$ 269,625.58	\$ 113,126.13	13
1800	150	\$ 314,353.46	\$ 122,717.73	13
2100	175	\$ 359,081.35	\$ 150,076.24	13
2400	200	\$ 403,809.23	\$ 159,639.98	13
2700	225	\$ 448,537.11	\$ 170,426.32	12
3000	250	\$ 493,264.99	\$ 188,762.86	12
3300	275	\$ 537,992.87	\$ 202,755.18	12
3600	300	\$ 582,720.75	\$ 211,396.76	12

**Tabla Anexo 16 Costos totales de ciclo vida para el sistema aislado en Tarifa DAC y tiempo de recuperación en sistema interconectado**

Kwh/año	kWh/mes	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
120	10	-\$ 2,716.32	-\$ 2,711.85	-\$ 2,707.19	-\$ 2,702.32	-\$ 2,697.23	-\$ 2,691.92	-\$ 2,686.37	-\$ 2,680.57	-\$ 2,674.51	-\$ 2,668.19	-\$ 2,661.58
180	15	-\$ 2,716.85	-\$ 2,710.15	-\$ 2,703.16	-\$ 2,695.85	-\$ 2,688.22	-\$ 2,680.25	-\$ 2,671.92	-\$ 2,663.23	-\$ 2,654.14	-\$ 2,644.65	-\$ 2,634.74
240	20	-\$ 2,793.38	-\$ 2,784.45	-\$ 2,775.12	-\$ 2,765.38	-\$ 2,755.20	-\$ 2,744.58	-\$ 2,733.48	-\$ 2,721.88	-\$ 2,709.77	-\$ 2,697.12	-\$ 2,683.90
300	25	-\$ 2,819.24	-\$ 2,808.08	-\$ 2,796.42	-\$ 2,784.24	-\$ 2,771.53	-\$ 2,758.24	-\$ 2,744.36	-\$ 2,729.87	-\$ 2,714.73	-\$ 2,698.92	-\$ 2,682.40
600	50	-\$ 3,056.02	-\$ 3,033.70	-\$ 3,010.38	-\$ 2,986.03	-\$ 2,960.59	-\$ 2,934.02	-\$ 2,906.27	-\$ 2,877.28	-\$ 2,847.00	-\$ 2,815.37	-\$ 2,782.33
900	75	-\$ 3,286.66	-\$ 3,253.18	-\$ 3,218.21	-\$ 3,181.68	-\$ 3,143.52	-\$ 3,103.67	-\$ 3,062.04	-\$ 3,018.55	-\$ 2,973.13	-\$ 2,925.69	-\$ 2,876.14
1200	100	-\$ 3,862.41	-\$ 3,817.76	-\$ 3,771.13	-\$ 3,722.43	-\$ 3,671.55	-\$ 3,618.41	-\$ 3,562.91	-\$ 3,504.93	-\$ 3,444.37	-\$ 3,381.11	-\$ 3,315.04
1500	125	-\$ 4,124.52	-\$ 4,068.71	-\$ 4,010.42	-\$ 3,949.54	-\$ 3,885.95	-\$ 3,819.52	-\$ 3,750.14	-\$ 3,677.67	-\$ 3,601.97	-\$ 3,522.90	-\$ 3,440.31
1800	150	-\$ 4,329.83	-\$ 4,262.87	-\$ 4,192.92	-\$ 4,119.86	-\$ 4,043.55	-\$ 3,963.84	-\$ 3,880.58	-\$ 3,793.61	-\$ 3,702.77	-\$ 3,607.89	-\$ 3,508.78

Kwh/año	kWh/mes	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
120	10	-\$ 2,654.68	-\$ 2,647.47	-\$ 2,639.94	-\$ 2,632.07	-\$ 2,623.86	-\$ 2,615.28	-\$ 2,606.32	-\$ 2,596.95	-\$ 2,587.17	-\$ 2,576.96
180	15	-\$ 2,624.39	-\$ 2,613.58	-\$ 2,602.28	-\$ 2,590.49	-\$ 2,578.16	-\$ 2,565.29	-\$ 2,551.85	-\$ 2,537.80	-\$ 2,523.14	-\$ 2,507.81
240	20	-\$ 2,670.10	-\$ 2,655.68	-\$ 2,640.62	-\$ 2,624.89	-\$ 2,608.46	-\$ 2,591.30	-\$ 2,573.37	-\$ 2,554.65	-\$ 2,535.09	-\$ 2,514.66
300	25	-\$ 2,665.14	-\$ 2,647.12	-\$ 2,628.30	-\$ 2,608.63	-\$ 2,588.10	-\$ 2,566.64	-\$ 2,544.24	-\$ 2,520.83	-\$ 2,496.38	-\$ 2,470.85
600	50	-\$ 2,747.83	-\$ 2,711.78	-\$ 2,674.13	-\$ 2,634.81	-\$ 2,593.73	-\$ 2,550.83	-\$ 2,506.01	-\$ 2,459.20	-\$ 2,410.31	-\$ 2,359.23
900	75	-\$ 2,824.38	-\$ 2,770.31	-\$ 2,713.84	-\$ 2,654.85	-\$ 2,593.23	-\$ 2,528.88	-\$ 2,461.65	-\$ 2,391.44	-\$ 2,318.09	-\$ 2,241.49
1200	100	-\$ 3,246.02	-\$ 3,173.94	-\$ 3,098.64	-\$ 3,019.99	-\$ 2,937.84	-\$ 2,852.03	-\$ 2,762.40	-\$ 2,668.77	-\$ 2,570.98	-\$ 2,468.84
1500	125	-\$ 3,354.04	-\$ 3,263.93	-\$ 3,169.81	-\$ 3,071.49	-\$ 2,968.80	-\$ 2,861.54	-\$ 2,749.50	-\$ 2,632.48	-\$ 2,510.24	-\$ 2,382.56
1800	150	-\$ 3,405.26	-\$ 3,297.13	-\$ 3,184.18	-\$ 3,066.20	-\$ 2,942.98	-\$ 2,814.26	-\$ 2,679.81	-\$ 2,539.38	-\$ 2,392.70	-\$ 2,239.48

Tabla Anexo 17 Ganancia o pérdida anual de operación para Tarifa 1 <140 kWh para el sistema interconectado

Kwh/año	kWh/mes	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
120	10	-\$ 2,522.22	-\$ 2,508.85	-\$ 2,494.87	-\$ 2,480.26	-\$ 2,464.98	-\$ 2,449.02	-\$ 2,432.32	-\$ 2,414.87	-\$ 2,396.62	-\$ 2,377.55	-\$ 2,357.61
180	15	-\$ 2,425.70	-\$ 2,405.64	-\$ 2,384.68	-\$ 2,362.76	-\$ 2,339.85	-\$ 2,315.90	-\$ 2,290.86	-\$ 2,264.68	-\$ 2,237.31	-\$ 2,208.70	-\$ 2,178.79
240	20	-\$ 2,405.18	-\$ 2,378.44	-\$ 2,350.48	-\$ 2,321.26	-\$ 2,290.71	-\$ 2,258.77	-\$ 2,225.39	-\$ 2,190.48	-\$ 2,153.99	-\$ 2,115.84	-\$ 2,075.96
300	25	-\$ 2,333.99	-\$ 2,300.57	-\$ 2,265.62	-\$ 2,229.10	-\$ 2,190.91	-\$ 2,150.99	-\$ 2,109.25	-\$ 2,065.62	-\$ 2,020.01	-\$ 1,972.33	-\$ 1,922.48
600	50	-\$ 2,085.52	-\$ 2,018.67	-\$ 1,948.79	-\$ 1,875.73	-\$ 1,799.36	-\$ 1,719.51	-\$ 1,636.04	-\$ 1,548.78	-\$ 1,457.56	-\$ 1,362.19	-\$ 1,262.49
900	75	-\$ 1,830.91	-\$ 1,730.64	-\$ 1,625.82	-\$ 1,516.23	-\$ 1,401.67	-\$ 1,281.90	-\$ 1,156.70	-\$ 1,025.81	-\$ 888.97	-\$ 745.92	-\$ 596.37
1200	100	-\$ 1,921.41	-\$ 1,787.71	-\$ 1,647.95	-\$ 1,501.83	-\$ 1,349.08	-\$ 1,189.40	-\$ 1,022.46	-\$ 847.94	-\$ 665.49	-\$ 474.75	-\$ 275.35
1500	125	-\$ 1,698.27	-\$ 1,531.15	-\$ 1,356.44	-\$ 1,173.80	-\$ 982.86	-\$ 783.25	-\$ 574.58	-\$ 356.43	-\$ 128.37	\$ 110.05	\$ 359.30
1800	150	-\$ 1,418.33	-\$ 1,217.79	-\$ 1,008.14	-\$ 788.97	-\$ 559.85	-\$ 320.32	-\$ 69.91	\$ 191.88	\$ 465.55	\$ 751.65	\$ 1,050.75
2100	175	-\$ 1,982.99	-\$ 1,749.03	-\$ 1,504.44	-\$ 1,248.74	-\$ 981.43	-\$ 701.98	-\$ 409.83	-\$ 104.42	\$ 214.87	\$ 548.65	\$ 897.60
2400	200	-\$ 1,701.73	-\$ 1,434.34	-\$ 1,154.81	-\$ 862.59	-\$ 557.09	-\$ 237.71	\$ 96.17	\$ 445.21	\$ 810.11	\$ 1,191.58	\$ 1,590.37
2700	225	-\$ 1,478.59	-\$ 1,177.78	-\$ 863.31	-\$ 534.55	-\$ 190.87	\$ 168.43	\$ 544.05	\$ 936.72	\$ 1,347.23	\$ 1,776.38	\$ 2,225.03
3000	250	-\$ 1,614.37	-\$ 1,280.13	-\$ 930.72	-\$ 565.44	-\$ 183.56	\$ 215.65	\$ 633.00	\$ 1,069.31	\$ 1,525.43	\$ 2,002.27	\$ 2,500.76

Kwh/año	kWh/mes	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
120	10	-\$ 2,336.77	-\$ 2,314.97	-\$ 2,292.19	-\$ 2,268.37	-\$ 2,243.48	-\$ 2,217.45	-\$ 2,190.24	-\$ 2,161.79	-\$ 2,132.05	-\$ 2,100.96
180	15	-\$ 2,147.52	-\$ 2,114.83	-\$ 2,080.66	-\$ 2,044.94	-\$ 2,007.59	-\$ 1,968.55	-\$ 1,927.73	-\$ 1,885.06	-\$ 1,840.45	-\$ 1,793.81
240	20	-\$ 2,034.27	-\$ 1,990.69	-\$ 1,945.13	-\$ 1,897.49	-\$ 1,847.70	-\$ 1,795.64	-\$ 1,741.21	-\$ 1,684.32	-\$ 1,624.84	-\$ 1,562.66
300	25	-\$ 1,870.36	-\$ 1,815.88	-\$ 1,758.93	-\$ 1,699.39	-\$ 1,637.14	-\$ 1,572.07	-\$ 1,504.04	-\$ 1,432.92	-\$ 1,358.57	-\$ 1,280.85
600	50	-\$ 1,158.26	-\$ 1,049.30	-\$ 935.39	-\$ 816.31	-\$ 691.82	-\$ 561.67	-\$ 425.61	-\$ 283.38	-\$ 134.68	\$ 20.77
900	75	-\$ 440.03	-\$ 276.59	-\$ 105.73	\$ 72.90	\$ 259.64	\$ 454.86	\$ 658.94	\$ 872.30	\$ 1,095.34	\$ 1,328.52
1200	100	-\$ 66.90	\$ 151.02	\$ 378.84	\$ 617.01	\$ 865.99	\$ 1,126.28	\$ 1,398.40	\$ 1,682.87	\$ 1,980.26	\$ 2,291.17
1500	125	\$ 619.87	\$ 892.27	\$ 1,177.04	\$ 1,474.75	\$ 1,785.98	\$ 2,111.35	\$ 2,451.49	\$ 2,807.08	\$ 3,178.82	\$ 3,567.45
1800	150	\$ 1,363.43	\$ 1,690.31	\$ 2,032.04	\$ 2,389.29	\$ 2,762.77	\$ 3,153.21	\$ 3,561.38	\$ 3,988.09	\$ 4,434.18	\$ 4,900.53
2100	175	\$ 1,262.39	\$ 1,643.76	\$ 2,042.44	\$ 2,459.23	\$ 2,894.95	\$ 3,350.47	\$ 3,826.67	\$ 4,324.49	\$ 4,844.93	\$ 5,389.01
2400	200	\$ 2,007.28	\$ 2,443.13	\$ 2,898.76	\$ 3,375.10	\$ 3,873.07	\$ 4,393.65	\$ 4,937.88	\$ 5,506.83	\$ 6,101.61	\$ 6,723.41
2700	225	\$ 2,694.05	\$ 3,184.37	\$ 3,696.97	\$ 4,232.84	\$ 4,793.06	\$ 5,378.71	\$ 5,990.97	\$ 6,631.04	\$ 7,300.17	\$ 7,999.70
3000	250	\$ 3,021.90	\$ 3,566.70	\$ 4,136.25	\$ 4,731.67	\$ 5,354.13	\$ 6,004.86	\$ 6,685.14	\$ 7,396.33	\$ 8,139.81	\$ 8,917.06

Tabla Anexo 18 Ganancia o pérdida anual de operación para Tarifa 1 >140 kWh para el sistema interconectado

Kwh/año	kWh/mes	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
120	10	-\$ 1,577.71	-\$ 1,476.56	-\$ 1,367.11	-\$ 1,248.66	-\$ 1,120.48	-\$ 981.76	-\$ 831.63	-\$ 669.15	-\$ 493.30	-\$ 302.96	-\$ 96.94
180	15	-\$ 1,434.52	-\$ 1,319.33	-\$ 1,194.82	-\$ 1,060.23	-\$ 914.73	-\$ 757.44	-\$ 587.40	-\$ 403.56	204.80	10.11	242.47
240	20	-\$ 1,367.32	-\$ 1,238.09	-\$ 1,098.53	-\$ 947.79	-\$ 784.97	-\$ 609.11	-\$ 419.15	-\$ 213.96	7.71	247.18	505.88
300	25	-\$ 1,249.46	-\$ 1,106.19	-\$ 951.57	-\$ 784.68	-\$ 604.55	-\$ 410.12	200.25	26.31	270.88	534.91	819.95
600	50	-\$ 767.62	-\$ 554.15	-\$ 324.25	76.63	190.09	477.37	786.82	1,120.17	1,479.26	1,866.11	2,282.86
900	75	-\$ 279.64	4.02	309.21	637.57	990.86	1,370.99	1,780.02	2,220.16	2,693.77	3,203.44	3,751.91
1200	100	-\$ 136.77	217.10	597.57	1,006.66	1,446.53	1,919.52	2,428.13	2,975.05	3,563.19	4,195.67	4,875.85
1500	125	319.74	743.80	1,199.56	1,689.38	2,215.84	2,781.68	3,389.87	4,043.58	4,746.24	5,501.54	6,313.43
1800	150	833.05	1,327.31	1,858.35	2,428.91	3,041.94	3,700.64	4,408.40	5,168.90	5,986.09	6,864.20	7,807.81
2100	175	501.76	1,066.22	1,672.53	2,323.83	3,023.45	3,774.99	4,582.33	5,449.62	6,381.33	7,382.27	8,457.59
2400	200	1,016.39	1,651.05	2,332.65	3,064.68	3,850.88	4,695.28	5,602.19	6,576.27	7,622.50	8,746.26	9,953.29
2700	225	1,472.90	2,177.75	2,934.64	3,747.40	4,620.19	5,557.44	6,563.93	7,644.80	8,805.56	10,052.12	11,390.87
3000	250	1,570.49	2,345.55	3,177.71	4,071.21	5,030.58	6,060.68	7,166.75	8,354.41	9,629.69	10,999.07	12,469.53
3300	275	1,874.60	2,719.85	3,627.30	4,601.53	5,647.48	6,770.44	7,976.08	9,270.53	10,660.33	12,152.54	13,754.71
3600	300	2,433.07	3,348.52	4,331.25	5,386.22	6,518.75	7,734.55	9,039.78	10,441.01	11,945.34	13,560.36	15,294.24

Kwh/año	kWh/mes	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
120	10	126.06	367.44	628.73	911.58	1,217.78	1,549.26	1,908.11	2,296.62	2,717.25	3,172.66
180	15	493.72	765.39	1,059.18	1,376.87	1,720.43	2,091.98	2,493.82	2,928.41	3,398.46	3,906.88
240	20	785.38	1,087.35	1,413.62	1,766.16	2,147.09	2,558.71	3,003.52	3,484.21	4,003.69	4,565.11
300	25	1,127.70	1,459.97	1,818.74	2,206.12	2,624.41	3,076.11	3,563.89	4,090.67	4,659.57	5,274.00
600	50	2,731.86	3,215.62	3,736.83	4,298.43	4,903.56	5,555.63	6,258.29	7,015.50	7,831.54	8,710.99
900	75	4,342.16	4,977.40	5,661.06	6,396.88	7,188.85	8,041.28	8,958.82	9,946.47	11,009.64	12,154.12
1200	100	5,607.36	6,394.07	7,240.19	8,150.23	9,129.03	10,181.83	11,314.25	12,532.34	13,842.64	15,252.14
1500	125	7,186.19	8,124.39	9,132.96	10,217.21	11,382.85	12,636.01	13,983.31	15,431.85	16,989.27	18,663.81
1800	150	8,821.82	9,911.50	11,082.52	12,340.99	13,693.46	15,147.00	16,709.17	18,388.15	20,192.70	22,132.27
2100	175	9,612.84	10,854.01	12,187.48	13,620.17	15,159.48	16,813.38	18,590.43	20,499.85	22,551.53	24,756.12
2400	200	11,249.80	12,642.44	14,138.37	15,745.27	17,471.42	19,325.68	21,317.62	23,457.47	25,756.29	28,225.91
2700	225	12,828.63	14,372.75	16,031.13	17,812.26	19,725.24	21,779.87	23,986.68	26,356.98	28,902.92	31,637.57
3000	250	14,048.54	15,744.15	17,564.98	19,520.32	21,620.14	23,875.14	26,296.82	28,897.56	31,690.64	34,690.31
3300	275	15,474.97	17,322.06	19,305.34	21,434.90	23,721.55	26,176.92	28,813.48	31,644.66	34,684.87	37,949.57
3600	300	17,155.76	19,154.33	21,300.07	23,603.84	26,077.33	28,733.06	31,584.51	34,646.13	37,933.46	41,463.19

Tabla Anexo 19 Ganancia o pérdida anual de operación para Tarifa DAC para el sistema interconectado

## Bibliografía

1. **Patel, Mukund R.** *Wind and solar Systems. Design, analysis and Operation.* s.l. : Taylor and Francis, 2006.
2. *Conectados con el Sol.* **Johnson, George.** 3, s.l. : National Geographic en español, 2009, Vol. 25.
3. **Enriquez Harper, Gilberto.** *Elementos de Centrales eléctricas I.* Ciudad de México : Limusa, 1995.
4. **Luca, Carlos M.** *Plantas Eléctricas teoría y proyectos.* Sexta edición. Ciudad de México : Representaciones y servicios de ingeniería S.A., 1974.
5. **González Apaolaza, Raúl.** *Plantas eléctricas, Apuntes.* Ciudad México : Trillas, 1974.
6. **PROGENSA (Promotora General de Estudios, S.A.).** *Sistemas de energía fotovoltaica. Manual del instalador.* Segunda Edición. Sevilla : ASIF (Asociación de la industria fotovoltaica), 2005. ISBN: 84-95693-24-0.
7. **Helfrick, Albert D. and Cooper, William D.** *Instrumentación electrónica moderna y técnicas de medición.* [trans.] David Pérez Gutierrez. Primera edición . Naucalpan de Juarez : Prentice Hall hispanoamericana, S.A., 1991. ISBN 968-880-236-0.
8. **Hart, Daniel W.** *Electrónica de potencia.* Primera edición. Madrid : Prentice Hall, 2001.
9. **Mohan, Ned, Undeland, Tore M. and Robbins, William P.** *Power Electronics.* Segunda edición. s.l. : John Wiley & Sons, 1995.
10. **Rashid, Muhammad H.** *Electrónica de potencia.* Tercera Edición. Ciudad de México : Prentice Hall, 2004.
11. **Dunlop, James P.** *Batteries and Charge Control in Stand-Alone Photovoltaic Systems: Fundamentals and Application.* Nuevo México : Sandia National Laboratories, 1997.
12. *Digital measurement system for electricity meters.* **Schwerndtner, M.F.** Brighton, Reino Unido : IEEE Xplore Digital Library, 1996. Metering and Tariffs for Energy Supply, Eighth International Conference on (Conf. Publ. No. 426).
13. *Solid state solutions for electricity metrology.* **Collins, A.** Birmingham, Reino Unido : IEEE Xplore Digital Library, 1999. Metering and Tariffs for Energy Supply, Ninth International Conference on (Conf. Publ. No. 462) .
14. **Antony, Falk, Dürschner, Christian and Remmers, Karl-Heinz.** *Fotovoltaica para profesionales.* Sevilla : PROGENSA, 2006.

15. **German Solar Energy Society (DGS).** *Planning and installing photovoltaic systems : a guide for installers, architects and engineers* . Reino Unido : James & James (Science Publishers) Ltd, 2005.
16. **GE Energy.** I-210+ Product Information. *GE Energy - Utility Revenue Meters*. [Online] 2007. [Cited: Agosto 15, 2010.]  
[http://www.gepower.com/prod\\_serv/products/metering/en/downloads/i\\_210\\_plus.pdf](http://www.gepower.com/prod_serv/products/metering/en/downloads/i_210_plus.pdf).
17. **Messenger, Roger A. and Ventre, Jerry.** *Photovoltaic Systems Engineering*. s.l. : CRC Press, 2004.