

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA  
FACULTAD DE INGENIERÍA AMBIENTAL**



**“MICROGENERACION DISTRIBUIDA CON SISTEMAS  
FOTOVOLTAICOS EN VIVIENDAS URBANAS PARA MITIGAR  
IMPACTOS AMBIENTALES”**

**TESIS**

**PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE MAESTRO EN  
CIENCIAS CON MENCIÓN EN GESTIÓN AMBIENTAL**

**ELABORADO POR**

**ING. HECTOR MARCELO TINOCO HERRERA  
ING. NELSON HUAMANI VILLALVA**

**ASESOR**

**Ph.D JOHNNY NAHUI ORTIZ**

**LIMA – PERU**

**2013**

Dedico esta tesis a mis padres Marcelo y Alejandrina a quienes admiro por ser ellos  
quienes me encaminaron para ser la persona que soy y  
para conseguir los éxitos profesionales,  
A mis hermanos Irene, Wilfredo, Gregorio, Elizabeth y Eny, con quienes desde la niñez  
he compartido los momentos más agradables de mi vida,  
A mi esposa Lorena e hijos Alexandra, Cristhian, Sebastián y Héctor por haber sido la  
fuente de inspiración y por el impulso y comprensión para dedicarme  
a los estudios de esta Maestría.

Héctor Marcelo

A Dios por bendecirme con la vida,  
A mis padres Juan de Dios y Eulalia por su apoyo constante,  
A mi esposa Lindorfa por su paciencia y comprensión.  
A mis hijos Juan Nelson, Kevin Gonzalo, Diana Beatriz, David Leonardo y Lucero Valeria  
por ser la inspiración para mi desarrollo profesional,  
y a la hermosa ciudad de Huancavelica en donde vi la luz por primera vez.

Nelson.

**Agradecimientos:**

Al Ministerio de Energía y Minas y el Consejo de Administración de Recursos para la  
Capacitación en Electricidad - CARELEC

A la Universidad Nacional de Ingeniería y Posgrado de la Facultad de Ingeniería  
Ambiental

A ambas instituciones por la organización y desarrollo de la “Maestría en Gestión  
Ambiental” y por el otorgamiento de las Becas de Estudio, del cual nos sentimos  
honrados al recibir dicho beneficio. Este programa nos ayudó a tener un reforzamiento en  
nuestra capacitación profesional y permitió el desarrollo de estudios interesantes cuya  
aplicación debe contribuir al desarrollo de nuestra sociedad, el entorno económico y la  
protección del ambiente.

**“MICRO GENERACION DISTRIBUIDA CON SISTEMAS  
FOTOVOLTAICOS EN VIVIENDAS URBANAS PARA MITIGAR  
IMPACTOS AMBIENTALES”**

## RESUMEN

El presente documento describe y analiza la alternativa de la utilización de los sistemas fotovoltaicos en viviendas de zonas urbanas, como opción para el uso de fuentes renovables y para contribuir a disminuir los impactos ambientales por las emisiones de gases de efecto invernadero de las centrales termoeléctricas del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). La tesis propuesta es el estudio y análisis de una aplicación innovadora en nuestro país puesto que considera la instalación de sistemas con paneles solares conectados en paralelo a la red eléctrica a diferencia de las aplicaciones convencionales de sistemas aislados de las redes por lo general ubicadas en zonas rurales. Para el caso de análisis de esta tesis consideramos ubicar los sistemas fotovoltaicos en la zona urbana de Lima, por razones de estar comprendida en el área de concesión de la Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte (Edelnor S.A.A.), sin embargo, según los resultados obtenidos en la tesis también estudiamos y analizamos la ejecución de un programa de implementación de estos sistemas con paneles solares a nivel nacional considerando los aspectos técnicos y económicos. El estudio prevé la instalación de 500 sistemas fotovoltaicos sin baterías de acumuladores, los cuales producirían la energía eléctrica en las horas de luz solar, alimentando las cargas de la propia vivienda y el excedente suministrándose a la red de propiedad de la empresa de servicios eléctricos. Las mediciones del contador de energía de doble sentido permitirán valorizar la facturación correspondiente a favor del cliente o la empresa de suministro eléctrico en el punto de alimentación.

Este trabajo de investigación se brinda como una herramienta de consulta, ya que significa un primer estudio de este tipo de aplicación en nuestro país, esperando contribuir con la implementación de futuros proyectos similares, en la cual deberán evaluarse desde diferentes ópticas tanto del lado del inversionista, el ambiente, la sociedad y el gobierno peruano como parte de la estrategia desarrollo del país.

## **PALABRAS CLAVE**

Sistemas Fotovoltaicos, conectados a la red, fuentes renovables, disminución emisiones CO2, micro generación, generación distribuida, inversor con paneles solares, tejados solares, subasta de electricidad.

**“MICRO GENERACION DISTRIBUIDA CON SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN  
VIVIENDAS URBANAS PARA MITIGAR IMPACTOS AMBIENTALES”**

**CONTENIDO**

INTRODUCCION.....	1
 CAPITULO I: MARCO TEORICO.....	 3
1.1 MARCO TEORICO .....	3
1.2 MARCO NORMATIVO .....	17
1.3 MARCO LEGAL .....	21
1.4 MARCO CONCEPTUAL .....	22
 CAPITULO II: PROBLEMA Y OBJETIVO.....	 33
2.1 DEFINICION DEL PROBLEMA .....	33
2.1.1 FUENTES DEL INDICIO .....	37
2.1.2 ARBOL DEL PROBLEMA .....	38
2.1.3 DESCRIPCION DEL PROBLEMA.....	38
2.2 OBJETIVOS .....	40
2.2.1 OBJETIVO GENERAL .....	41
2.2.2 OBJETIVO ESPECIFICO .....	41
2.3 JUSTIFICACION Y DELIMITACION .....	41
2.3.1 JUSTIFICACION .....	41
2.3.2 DELIMITACION .....	42
2.4 PLANTEAMIENTO DE LA HIPOTESIS .....	43
 CAPITULO III: ESTRATEGIAS, METODOS Y MATERIALES.....	 44
3.1 ESTRATEGIA DE SOLUCION .....	44
3.2 ALTERNATIVAS DE SOLUCION - LINEAS DE SOLUCION .....	45
3.3 DESARROLLO DE PROPUESTA DE SOLUCION .....	46
3.3.1 GESTION DE LOS PROCESOS .....	46
3.4 PLAN DE IMPLEMENTACION .....	61
3.4.1 METODOLOGIA PARA DESARROLLAR EL ENTREGABLE.....	61
3.4.2 DIAGRAMA DE GANTT .....	62

CAPITULO IV: RESULTADOS.....	63
4.1 RESULTADOS OPERATIVOS .....	63
4.1.1 DEFINICION DE ESTRATO DE TRABAJO .....	63
4.1.2 EQUIPO DE TRABAJO .....	63
4.1.3 IMPLEMENTAR EL MODELO .....	64
4.1.4 RESPUESTA DE LOS INDICADORES .....	64
4.2 RESULTADOS ECONOMICOS FINANCIEROS .....	64
CAPITULO V: DISCUSION DE RESULTADOS .....	70
5.1 ANALISIS DE LOS RESULTADOS.....	70
5.1.1 VIABILIDAD TECNICA .....	70
5.1.2 VIABILIDAD ECONOMICA.....	71
5.1.2.1 PROYECCION DE EMISIONES DE CO2 .....	71
5.1.2.2 PROYECCION DE COSTOS DE LA TECNOLOGIA .....	75
5.1.2.3 SUBASTA DE ELECTRICIDAD GENERADA CON ENERGIA SOLAR.....	77
5.2 EVALUACION ECONOMICA CONSIDERANDO EL ANALISIS DE RESULTADOS .....	83
CAPITULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	90
6.1 CONCLUSIONES .....	90
6.2 RECOMENDACIONES .....	91
REFERENCIA BIBLIOGRAFICA.....	92
ANEXO I – MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO.....	ix
ANEXO II – TOTAL ANUAL DE HORAS DE SOL SEGÚN DEPARTAMENTO.....	xviii
ANEXO III - PLIEGO TARIFARIO ENERGIA ELECTRICA ABRIL 2011.....	xxii
ANEXO IV – EVOLUCION DEL PRECIO DE LOS BONOS DE CARBONO.....	xxiv
ANEXO V – PRINCIPALES PROGRAMAS FOTOVOLTAICOS EN EL MUNDO.....	xxvi
ANEXO VI – EDELNOR, DIAGNOSTICO ESTRATEGICO Y EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE GENERACION.....	xli

## **INTRODUCCION**

El continuo crecimiento de la demanda de energía eléctrica en el país, ha tenido un ritmo del 5% al 6% anual en los últimos años, esto sin duda ha obligado a la atención de los requerimientos de suministro implementándose centrales termoeléctricas en el país por su viabilidad técnico económica y los plazos más cortos para su puesta en servicio en relación a las centrales hidroeléctricas. En el sector se han realizado pocas instalaciones con el uso de fuentes renovables no convencionales como los generadores eléctricos eólicos, de biomasa y generadores con paneles solares, de los cuales sólo se han implementado centrales hidroeléctricas de mediana capacidad, no obstante existen proyecciones a futuro para implementar dichas centrales de generación. Esta tesis estudia y analiza la alternativa de implementación de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red en viviendas de zonas urbanas como en la ciudad de Lima u otras partes del país, que permitirían generar pequeñas potencias para abastecer de energías limpias a clientes y a las redes de distribución de las empresas eléctricas, con la finalidad de desplazar el consumo de energías convencionales generadas por las centrales térmicas lo que genera la contaminación ambiental con la emisión de gases CO<sub>2</sub>, sólo se cuentan con instalaciones con sistemas aislados en zonas rurales para alimentación de bajas potencias.

Existen referencias del uso de energías renovables como los planteados en este documento, realizados en U.S.A., Alemania, Japón, España y otros, tales como el Programa Alemán “1000 tejados solares” iniciado el año 1990 y que comprendió instalaciones con potencias entre 1.5 y 5 kWp, empleando inversores monofásicos de la misma capacidad, lo que permitió que en los 03 años siguientes se superara el objetivo de instalación en viviendas de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

La presente tesis tiene como objetivo el estudio de aplicaciones en el ámbito de Edelnor, que contribuyan con el desarrollo sostenido, buscando disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub> y promover el uso eficiente de la energía y las fuentes renovables, para tal fin se plantea la Instalación de 500 sistemas fotovoltaicos conectados a la red pública de electricidad en viviendas de la ciudad de Lima comprendida en la zona de concesión de Lima Norte.

La metodología del estudio comprende el Diagnostico, el Programa de implementación, Planificación, Instalación y Capacitación, Auditorias y seguimiento de una implementación piloto con el fin de determinar acciones de mejora en el sistema.

En el Capítulo I, se desarrolla el marco teórico y se identifica el objetivo estratégico de Planificar el uso eficiente de energía y fuentes renovables de generación en clientes de la Empresa de Distribución de Electricidad de Lima Norte.

En el Capítulo II, se plantea el problema, se definen los objetivos y se muestran los indicios que nos indican que existen referencias de aplicaciones de sistemas fotovoltaicos conectados a la red en Alemania, USA, Japón y España, por lo que se plantea la instalación de 500 Sistemas fotovoltaicos en viviendas de la ciudad de Lima.

En el Capítulo III, se desarrolla las estrategias de solución, la metodología y los materiales, asimismo se especifican los equipos a emplear, sistemas fotovoltaicos, inversores, medidores de energía y accesorios que existen en el mercado internacional.

En el Capítulo IV, se muestran los resultados económicos de la evaluación, identificando que la implementación necesita la inversión sin retorno hasta del 80% del presupuesto total de la implementación del proyecto.

En el Capítulo V, se discute los resultados analizando la viabilidad técnica económica para implementar un Programa de Instalaciones de Sistemas Fotovoltaicos conectados a la Red en diferentes partes del país.

En el Capítulo VI, concluimos que existen alternativas que resuelven técnicamente el problema sin embargo aun no es factible económicamente, desde el punto de vista del proveedor de energía y sin que el estado regulador intervenga como promotor.

## **CAPITULO I: MARCO TEORICO**

### **1.1 MARCO TEORICO**

La alternativa de solución al problema identificado está basada en la implementación de sistemas fotovoltaicos para generación de energía eléctrica de pequeña potencia en los puntos de alimentación a los clientes de baja tensión del área de concesión de Edelnor.

Para tal fin es necesario revisar los conceptos teóricos de cada componente técnico que involucra este estudio, tales como las fuentes de energía solar, las tecnologías de equipos a utilizar, mecanismos de financiamiento, etc.

En el caso de mecanismos de financiamiento se utilizara la aplicación de proyectos MDL, por lo que es necesario conocer estos procedimientos la misma que se detalla en el Anexo I del presente documento.

Respecto a las fuentes de energía solar y la tecnología de equipos de los sistemas fotovoltaicos, a continuación proporcionamos las siguientes definiciones:

- **Generación distribuida**

La definición más global de la generación distribuida vendría a decir que es aquella que se conecta a la red de distribución de energía eléctrica y que se caracteriza por encontrarse instalada en puntos cercanos al consumo. Sus características generales son: reducen pérdidas en la red, al reducir los flujos de energía por la misma, su energía vertida no revierte flujos hacia la red de transporte y suelen tener potencias inferiores a 3 kW aunque en general se suele decir que no sobrepasan 10 kW de potencia instalada. (WIKEPEDIA LA ENCICLOPEDIA LIBRE – wikipedia.org, 2012).

- **La energía solar**

Es aquella que aprovecha la energía del sol que llega a la tierra, en forma de rayos. Se la puede considerar como energía primaria y todas las demás; es decir, la energía hidráulica, viento, carbón, combustibles, etc. son producto de ella. (Proyecto Europeo RES & RUE Dissemination – Programa ALTENER, 2005).

- **Radiación solar**

En el sol existe una fusión nuclear, donde el hidrógeno se convierte en helio a una temperatura de 5000 a 5800 grados centígrados, en la superficie solar. Este calor al llegar a la tierra lo hace con una energía de aproximadamente 1350 W/m<sup>2</sup> para ser aprovechada.

La energía solar al pasar las diferentes capas de la atmósfera, se ve expuesta a diferentes fenómenos (absorción, reflexión y refracción); llegando a la superficie terrestre en forma efectiva entre 100 y 400 W/m<sup>2</sup> (Ver la figura 1.1).

La radiación solar que llega a la superficie terrestre puede ser directa o dispersa.

Mientras la radiación directa incide sobre cualquier superficie con un único y preciso ángulo de incidencia, la dispersa cae en esa superficie con varios ángulos.

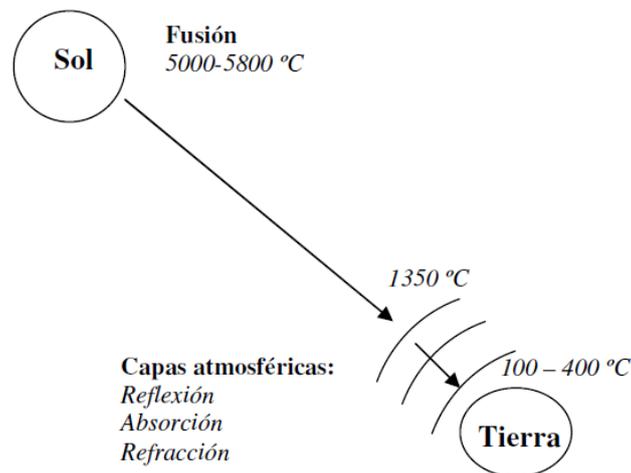


Fig.1.1: Radiación solar  
Fuente y elaboración: José Mera

Una superficie inclinada puede recibir, además, la radiación reflejada por el terreno o por espejos de agua o por otras superficies horizontales, fenómeno conocido como albedo. Las proporciones de radiación directa, dispersa y albedo recibida por una superficie dependen:

- De las condiciones meteorológicas
- De la inclinación de la superficie respecto al plano horizontal
- De la presencia de superficies reflectantes

En función del lugar, varía también, la relación entre la radiación dispersa y la total, ya que al aumentar la inclinación de la superficie de captación, disminuye la componente dispersa y aumenta la componente reflejada. Por ello, la inclinación que permite maximizar la energía recogida puede ser diferente dependiendo del lugar.

Si llamamos  $I_D$  la radiación directa,  $I_S$  la dispersa y  $R$  al albedo, entonces resulta que la radiación solar total que cae sobre una superficie es:

$$I_T = I_D + I_S + R$$

- **Energía fotovoltaica**

La conversión directa de la energía solar en energía eléctrica se debe al fenómeno físico de la interacción de la radiación luminosa con los electrones en los materiales semiconductores, fenómeno conocido como efecto fotovoltaico, este fenómeno tiene lugar en la célula solar.

- **La célula fotovoltaica**

La conversión de la radiación solar en una corriente eléctrica tiene lugar en la célula fotovoltaica.

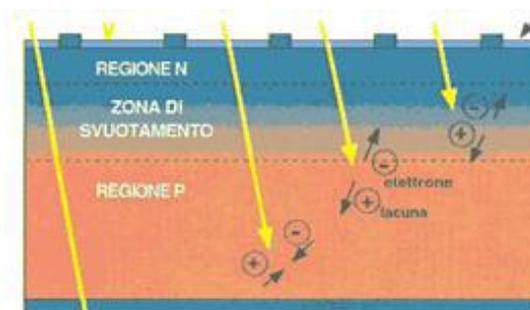


Fig. 1.2: Sección de una célula fotovoltaica

La célula fotovoltaica es un dispositivo formado por una delgada lámina de un material semi-conductor, frecuentemente de silicio.

Silicio Mono-cristalino: de rendimiento energético entre 15 - 17 %

Silicio Poli-cristalino: de rendimiento energético entre 12 - 14 %;

Silicio Amorfo: con rendimiento energético menor del 10 %

Generalmente, una célula fotovoltaica tiene un grosor que varía entre los 0,25 y los 0,35 mm y una forma generalmente cuadrada, con una superficie aproximadamente igual a 100 cm<sup>2</sup>.

Otros materiales para la realización de las células solares son:

Arseniuro de galio, diseleniuro de indio y cobre, telurio de cadmio; actualmente, el material más utilizado es el silicio mono-cristalino que presenta prestaciones y duración en el tiempo superiores a cualquier otro material utilizado para el mismo fin.

- **Módulos fotovoltaicos**

El módulo fotovoltaico es una estructura robusta y manejable sobre la que se colocan las células fotovoltaicas. Los módulos pueden tener diferentes tamaños (los más utilizados tienen superficies que van de los 0,5 m<sup>2</sup> a los 1,3 m<sup>2</sup>) y constan normalmente de 36 células conectadas eléctricamente en serie. (Ver figura 1.3).

Los módulos formados tienen una potencia que varía entre los 50Wp y los 150Wp según el tipo y la eficiencia de las células que lo componen.

- **Características eléctricas de un módulo fotovoltaico**

Las características eléctricas principales de un módulo fotovoltaico se pueden resumir en las siguientes:

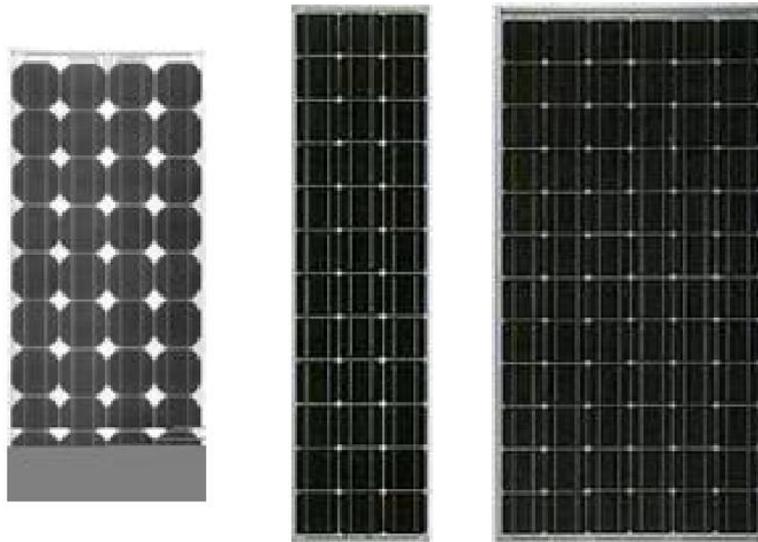


Fig. 1.3: Algunos módulos fotovoltaicos presentes en el mercado

*Potencia de Pico (Wp)*: potencia suministrada por el módulo en condiciones estándar STC (Radiación solar = 1000 W/m<sup>2</sup>; Temperatura = 25 °C; A.M. = 1,5).

*Corriente nominal (A)*: corriente suministrada por el módulo en el punto de trabajo.

*Tensión nominal (V)*: tensión de trabajo del módulo.

- **Estructura de un módulo.**

Los módulos fotovoltaicos tienen estructuras y formas muy variadas, según los diferentes fabricantes. En forma general un módulo solar puede estar formado por: Cubierta exterior, Capa encapsulante anterior, Células fotovoltaicas, Capa encapsulante posterior, Protección posterior, Marco soporte, Contactos eléctricos de salida. (Obsérvese la figura 1.4).

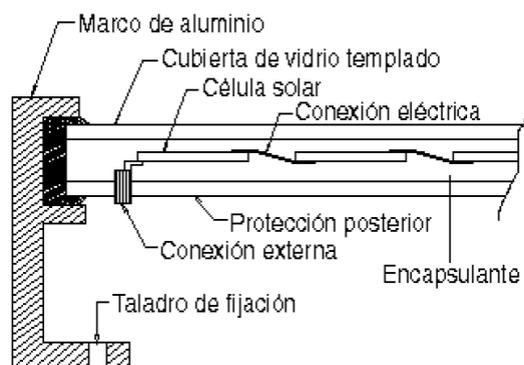


Fig.1.4: Corte transversal de un panel fotovoltaico.  
Fuente y elaboración: [www.atersa.com](http://www.atersa.com)

- **Generador fotovoltaico**

Está formado por el conjunto de los módulos fotovoltaicos, adecuadamente conectados en serie y en paralelo, con la combinación adecuada para obtener la corriente y el voltaje necesarios para una determinada aplicación. El elemento base es el módulo fotovoltaico.

Varios módulos ensamblados mecánicamente entre ellos forman el panel, mientras que módulos o paneles conectados eléctricamente en serie, para obtener la tensión nominal de generación, forman la rama. Finalmente, la conexión eléctrica en paralelo de muchas ramas constituye el campo.

Los módulos fotovoltaicos que forman el generador, están montados sobre una estructura mecánica capaz de sujetarlos y que está orientada para optimizar la radiación solar.

La cantidad de energía producida por un generador fotovoltaico varía durante el año en función de la insolación de la localidad y de la latitud de la misma.

Para cada aplicación, el generador tendrá que ser dimensionado teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Carga eléctrica,
- Potencia de pico,
- Posibilidad de conexión a la red eléctrica,
- Latitud del lugar y radiación solar media anual del mismo,
- Características arquitectónicas específicas del edificio,
- Características eléctricas específicas de la carga.

- **Sistemas fotovoltaicos**

Se define como sistema fotovoltaico el conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que captan y transforman la energía solar disponible, en energía eléctrica utilizable.

Estos sistemas, independientemente de su utilización y del tamaño de potencia, se pueden dividir en dos categorías:

- Sistemas aislados. (stand alone).
- Sistemas conectados a la red (grid connected).

Los sistemas aislados se descartan en el análisis de este proyecto, centrandose el estudio en los sistemas conectados a la red, para la instalación de 500 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red en viviendas residenciales del área de concesión de Edelnor en la ciudad de Lima, se considera los 500 sistemas fotovoltaicos como una cantidad mínima para lograr una rentabilidad económica adecuada.

Los sistemas conectados a la red pública, normalmente no tienen sistemas de acumulación, ya que la energía producida durante las horas de insolación es canalizada a la red eléctrica; al contrario, durante las horas de insolación escasa o nula, la carga viene alimentada por la red. Un sistema de este tipo, desde el punto de vista de la continuidad

de servicio, resulta más fiable que uno no conectado a la red que, en caso de avería, no tiene posibilidad de alimentación alternativa.

La tarea de los sistemas conectados a la red es, por tanto, la de introducir en la red la mayor cantidad posible de energía.

La estructura física de un sistema fotovoltaico (aislado o conectado a la red) puede ser muy diferente, pero normalmente se pueden distinguir tres elementos fundamentales:

- El campo fotovoltaico.
- Sistema de acondicionamiento de la potencia.
- Sistema de adquisición de datos.

Es necesario tener en cuenta que en los casos especiales de sistemas sin acumulación conectados a la red, es la red misma la que desempeña la tarea de acumulador, de capacidad infinita. La **carga** representa, en cambio, el usuario conectado a la red, como sucede en cualquier otro sistema "*grid connected*".

#### • **Sistemas fotovoltaicos conectados a la red**

Los principales componentes que forman un sistema fotovoltaico "*grid connected*" son:

- Módulos fotovoltaicos.
- Inversor para la conexión a red.
- Dispositivo de intercambio con la red eléctrica.
- Contador de energía bidireccional.

El ***inversor*** es uno de los componentes más importantes en los sistemas conectados a red, ya que maximiza la producción de corriente del dispositivo fotovoltaico y optimiza el paso de energía entre el módulo y la carga.

Es un dispositivo que transforma la energía continua producida por los módulos (12V, 24V, 48V,...) en energía alterna (generalmente 220V), para alimentar el sistema y/o introducirla en la red, con la que trabaja en régimen de intercambio.

Los inversores para la conexión a la red eléctrica están equipados generalmente con un dispositivo electrónico que permite extraer la máxima potencia, paso por paso, del generador fotovoltaico. Este dispositivo sigue el punto de máxima potencia (MPPT) y tiene justamente la función de adaptar las características de producción del campo fotovoltaico a las exigencias de la carga.

El ***dispositivo de intercambio con la red*** sirve para que la energía eléctrica introducida en la red tenga todas las características requeridas por la misma.

Finalmente, el ***contador de energía*** mide la energía producida por el sistema fotovoltaico durante su periodo de funcionamiento.

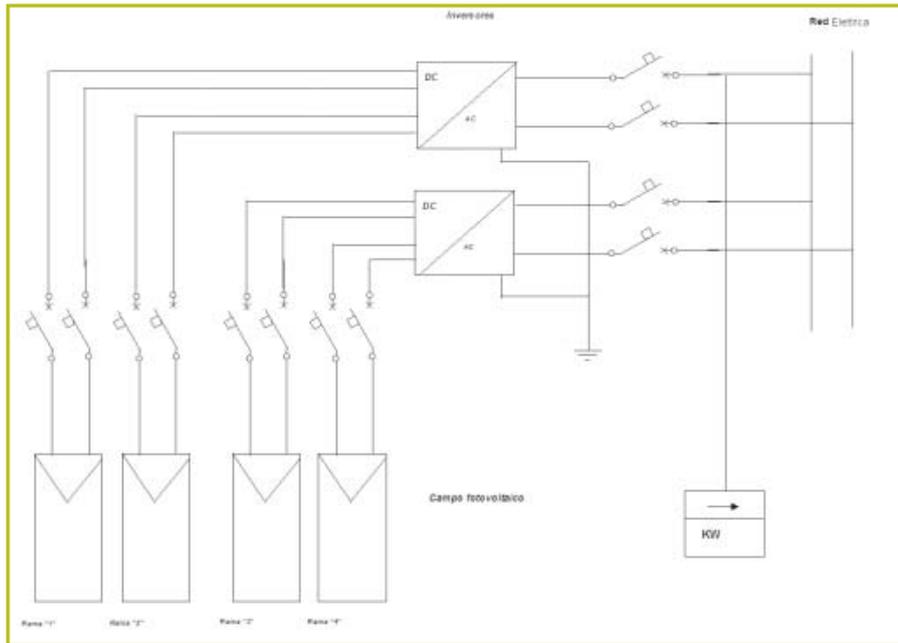


Fig. 1.5: Esquema eléctrico indicativo de un sistema fotovoltaico conectado a la red



Fig. 1.6: Tejados planos de paneles solares



Fig. 1.7: Tejados inclinados con paneles solares y conectados a la red

- **Criterios de diseño de un sistema fotovoltaico**

A continuación, se describen las diferentes fases del diseño de un sistema fotovoltaico, con la finalidad de establecer indicaciones sobre su diseño.

- **Verificación de la aptitud del lugar**

- Presencia de sombras (vegetación, construcciones, alturas);
- Nieblas o neblinas matutinas;
- Precipitaciones en forma de nieve
- Régimen de vientos.

Estas características determinan la ubicación del generador fotovoltaico, su exposición respecto al Sur geográfico, la mayor inclinación sobre el plano horizontal, y las características de las estructuras de soporte.

- **Cuantificación de la necesidad diaria de energía**

El parámetro a utilizar como punto de partida para el diseño de un sistema fotovoltaico es la energía requerida, entendida como:

$$\text{Energía} = \text{Potencia} * \text{tiempo de utilización}$$

Los consumos de los usuarios aislados o conectados a red que hay que alimentar con el sistema fotovoltaico tienen que ser considerados en términos de energía diaria requerida. Por ejemplo:

- 1 TV color 60W, utilizado 3 horas/día
- 2 Lámparas de 15 W, a alimentar durante 5 horas/día

Energía diaria total necesaria =  $2 * 15W * 5 \text{ horas/día} + 1 * 60W * 3 \text{ horas/día} = = 330 \text{ Wh/día}$

- **Elección de la inclinación de los módulos**

La inclinación normalmente tiene que ser **igual a la latitud del lugar**, lo que es posible siempre que no haya exigencias de tipo arquitectónico que lo impidan.

- **Cálculo de la potencia de pico del generador fotovoltaico**

La energía producida por un módulo es linealmente proporcional a la radiación solar incidente sobre la superficie de los módulos solares. Es, por tanto, necesario efectuar este cálculo basándose en las informaciones relativas a la radiación solar del lugar.

Un método de cálculo utilizado frecuentemente consiste en medir mediante tablas adecuadas, las HORAS EQUIVALENTES del lugar considerado y a la inclinación deseada de los módulos fotovoltaicos.

Se define como "**HORA EQUIVALENTE**" el período de tiempo en el que la radiación solar toma un valor igual a 1000 W/m<sup>2</sup>.

Esta metodología es utilizada en los cálculos de las dimensiones de una instalación fotovoltaica para determinar la cantidad de energía producida diariamente por un módulo fotovoltaico.

Con esta metodología de cálculo, conociendo el parámetro *Hora-Equivalente* mensual del lugar, es posible calcular la potencia de pico del generador fotovoltaico:

$$\text{Potencia de pico generador fotovoltaico} = \frac{\text{Petición diaria de energía}}{\text{Horas Equivalentes}}$$

- **Evaluación de las pérdidas de sistema**

Es necesario tener en cuenta las pérdidas/caídas de tensión introducidas por los componentes que forman el sistema (cables de conexión, etc.)

Suponiendo que las pérdidas totales del sistema sean aproximadamente del 10%, entonces es necesario aumentar en el mismo porcentaje la potencia de pico del generador fotovoltaico.

- **Cálculo de la potencia del inversor**

La potencia del inversor se determina de forma diferente, según se trate de un sistema conectado a red o de un sistema aislado.

En el primer caso, la elección del inversor está determinada por las características del campo fotovoltaico. Por ello, el tipo de inversor que hay que utilizar se puede identificar una vez decidida la potencia del generador fotovoltaico y, por tanto, el número de módulos fotovoltaicos.

En el caso de un sistema aislado, en cambio, es necesario evaluar la potencia total máxima que tendrá que conectarse al inversor.

En concreto, teniendo en cuenta el ejemplo utilizado para la evaluación de la necesidad diaria de energía, se observa que:

$$\text{Potencia total} = 2 \cdot 15W + 1 \cdot 60W = 90 W$$

Lo que significa que hay que utilizar un inversor con potencia nominal superior a 90W.

Para la elección del inversor de sistemas aislados, es necesario también tener en cuenta la forma de la onda producida, ya que existen diferentes tipos en función de esta característica:

- de onda sinusoidal pura.
- de onda trapezoidal.
- de onda cuadrada.

Los primeros son los que reproducen una forma de onda prácticamente idéntica a la de la red eléctrica y, por consiguiente, permiten alimentar cualquier tipo de carga. Los otros dos tipos puede que no alimenten de forma correcta cargas de tipo “electrónico”.

#### • **Costes de un sistema fotovoltaico**

Los sistemas fotovoltaicos requieren una importante inversión de capital inicial, pero tienen unos gastos de mantenimiento bajos.

El análisis de todos los aspectos económicos relativos a un sistema fotovoltaico es complejo. De hecho, es necesario tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Cada aplicación tiene que ser contemplada en su contexto particular, evaluando condiciones locales como, por ejemplo, la normativa, la radiación solar, el espacio disponible, etc.
- Para realizar una comparación correcta es necesario hablar del *valor* de la energía producida y no de coste de la energía. Esto es así porque la calidad de la energía producida por una fuente fotovoltaica no es la misma que la de las fuentes tradicionales (por el impacto ambiental, la intermitencia de la energía, etc.).
- La vida útil de un generador fotovoltaico es de aproximadamente unos 25 años. Algunas empresas ofrecen garantías que duran incluso todo ese tiempo.

- Existen casos en los que la conexión a la red eléctrica es difícil (refugios alpinos, casas aisladas, etc.).
- En algunos casos, la inversión inicial se amortiza sólo por el hecho de que el coste para electrificar la zona es superior al de la instalación de un sistema solar fotovoltaico.
- En muchas ocasiones, un sistema fotovoltaico presenta un coste por kWh producido notablemente superior al coste del kWh comprado de la red eléctrica. Por ello, la rentabilidad de la instalación de un sistema fotovoltaico depende mucho de las ayudas e incentivos por parte de las administraciones públicas.
- De todos modos, para poder obtener un coste por kWh producido por un sistema fotovoltaico comparable al kWh comprado de la red, es necesario contar con la financiación de subvenciones en porcentaje muy elevado (superiores al 70-80%).

- **Experiencia en Alemania**

- **Programa Alemán “1000 tejados solares”**

En setiembre de 1990 comenzó esta iniciativa del Gobierno Alemán para promover la instalación de arrays fotovoltaicos conectados a la red en tejados de viviendas. Se han realizado instalaciones comprendidas entre 1.5 y 5 kWp, siendo el valor medio 2.5 kWp. En junio de 1993 ya se habían instalado 1177 equipos, lo que suponía una potencia total de 2900 kWp. Se han utilizado inversores monofásicos de entre 1.5 y 5 kVA junto con estructuras de aluminio para montar los paneles en los tejados. Por término medio se han empleado 50 paneles de 55 Vatios por instalación, con una generación anual media de 19000 kWh/año.

Las solicitudes para ser incluidos en este programa se aceptaron entre setiembre de 1990 y junio de 1993, estableciéndose un periodo de monitorización y análisis de resultados de 5 años de duración. En total se ha financiado un número superior a las 2000 instalaciones con participación de varias empresas y el “Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems” de Friburgo. La gestión del proyecto en nombre BMFT (German Federal Ministry for Research and Technology) ha corrido a cargo de KFA Julich. Los operadores de los sistemas una vez en funcionamiento han sido los propietarios de las viviendas distribuidos a todo lo largo de Alemania.

- **Promoción de Sector de energía solar fotovoltaica**

Un proyecto sencillo pero que ha resultado ser extremadamente eficaz para promocionar el sector de la energía solar fotovoltaica se llevó a cabo en los primeros meses del año 2000, dio comienzo un programa nacional caracterizado porque:

- 1) No prevé subvenciones a fondo perdido;
- 2) En cambio, prevé financiaciones a tipo de interés bonificado de una duración de 10 años;
- 3) Se otorgan facilidades relacionadas con la energía eléctrica producida por el sistema fotovoltaico: de hecho, cada kWh producido es vendido a una precio de 0,5 € (aproximadamente 3 veces el coste de compra del kWh de la red).

Este programa ha permitido la implantación de sistemas fotovoltaicos concebidos como inversión. En segundo lugar, ha permitido la realización de sistemas de elevada eficiencia y calidad para que de ellos se obtenga la mayor producción posible. Finalmente, estimula un puntual y eficiente mantenimiento por parte de los usuarios.

#### • **Impacto ambiental de la energía solar fotovoltaica**

En lo que respecta a la energía solar fotovoltaica, se puede afirmar que, por sus características, es la fuente renovable más respetuosa con el medio ambiente. Los sistemas fotovoltaicos no producen emisiones ni ruidos o vibraciones y su impacto visual es reducido gracias a que por su disposición en módulos, pueden adaptarse a la morfología de los lugares en los que se instalan. Además, producen energía cerca de los lugares de consumo, evitando las pérdidas que se producen en el transporte.

Sin embargo, el impacto ambiental de la energía fotovoltaica no puede considerarse nulo. Algunos de los problemas y los tipos de impactos ambientales que pueden influir de forma negativa en la percepción de las instalaciones fotovoltaicas por parte de la ciudadanía son los siguientes:

- la contaminación que produce el proceso productivo de los componentes,
- la utilización del territorio,
- el impacto visual,
- el impacto sobre la flora y la fauna.

La contaminación producida en la fabricación de los componentes de los paneles fotovoltaicos y las emisiones de contaminantes que producen depende de la tecnología utilizada. Los sistemas fotovoltaicos más utilizados son los basados en el silicio (elemento extremadamente abundante en la tierra) monocristalino, policristalino y amorfo.

En algunos tipos de células se evidencian posibles riesgos en caso de incendio, debido a la formación de gases tóxicos. Por este motivo, los paneles fotovoltaicos al final de su vida útil tienen que ser debidamente reciclados.

La necesidad de territorio depende de la forma de utilización de la instalación fotovoltaica: descentralizada o centralizada en grandes sistemas.

En el primer caso, el territorio utilizado puede reducirse casi a cero porque los paneles pueden ser instalados sobre terrenos ya ocupados, como tejados, fachadas y terrazas de los edificios existentes, cubiertas de aparcamientos o, normalmente, de áreas de descanso, bordes de autopistas, etc. El potencial para la utilización descentralizada de los sistemas fotovoltaicos puede considerarse, por lo tanto, bastante amplio.

En algunos casos, los sistemas fotovoltaicos pueden rechazarse por cuestiones estéticas. En general, el impacto visual depende sobre todo del tamaño del sistema. El tamaño no representa un problema en el caso de su utilización descentralizada, ya que los sistemas pueden estar bien integrados sobre los tejados o en las fachadas de los edificios.

Para la utilización descentralizada de los sistemas fotovoltaicos, el impacto sobre la fauna y la flora normalmente se considera prácticamente inexistente, ya que consiste principalmente en la ocupación de suelo y no causa ruido o vibraciones. No es posible eliminar los efectos negativos producidos durante la fase de realización de grandes sistemas, aunque éstos son temporales y limitados.

En cuanto al "robo" de radiación solar por parte de los paneles al medio ambiente circundante que, en teoría podría modificar el microclima local, es necesario recordar que aproximadamente sólo el 10% de la energía solar incidente por unidad de tiempo sobre la superficie del campo fotovoltaico es transformada y transferida a otro lugar en forma de energía eléctrica, siendo el 90% restante reflejada o transferida a través de los módulos.

Es evidente que ni siquiera las tecnologías poco contaminantes, como la fotovoltaica, están exentas de conllevar impactos al medio ambiente y encuentran dificultades de aceptación por parte de la población. Sin embargo, la magnitud y la significación de estos sistemas son claramente inferiores a los de otras tecnologías de producción de energía tradicionales, aunque a veces puedan provocar oposiciones difíciles de superar.

Con estas consideraciones, los siguientes pasos, es decir, la elección del lugar, el estudio del proyecto y los mecanismos de autorización, pueden tener mejores resultados si se realiza una atenta evaluación preventiva de los posibles impactos medioambientales provocados por los sistemas fotovoltaicos.

- **Subasta de suministro de electricidad con recursos energéticos renovables**

Proceso de concurso público convocado y conducido por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería OSINERGMIN con la finalidad de asignar la tarifa de adjudicación a cada proyecto de generación con recursos energéticos renovables hasta cubrir la energía requerida. (BASES CONSOLIDADAS DE SUBASTA DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD CON RECURSOS ENERGETICOS RENOVABLES – OSINERGMIN, 2011).

## 1.2 MARCO NORMATIVO

Para la elaboración de la presente tesis, se ha tenido en cuentas las siguientes normas y publicaciones:

- **ISO 14001 (2004).**

Es una norma aceptada internacionalmente que establece cómo implementar un sistema de gestión medioambiental (SGM) eficaz. La norma se ha concebido para gestionar el delicado equilibrio entre el mantenimiento de la rentabilidad y la reducción del impacto medioambiental. Con el compromiso de toda la organización, permite lograr ambos objetivos.

Lo que contiene ISO 14001:

- Requisitos generales
- Política medioambiental
- Planificación de la implementación y funcionamiento
- Comprobación y medidas correctivas
- Revisión de gestión

Ello significa que puede identificar aspectos del negocio que tienen un impacto en el medio ambiente y comprender las leyes medioambientales que son significativas para esa situación. El paso siguiente consiste en generar objetivos de mejora y un programa de gestión para alcanzarlos, con revisiones periódicas para la mejora continua. De este modo, podemos evaluar el sistema regularmente y, si cumple la normativa, registrar la compañía o la sede para la norma ISO 14001.

- **PACTO MUNDIAL (2004)**

El Pacto Mundial es una iniciativa voluntaria, en la cuál las empresas se comprometen a alinear sus estrategias y operaciones con diez principios universalmente aceptados en cuatro áreas temáticas: derechos humanos, estándares laborales, medio ambiente y anti-corrupción. Por su número de participantes, varios miles en más de 100 países, el Pacto Mundial es la iniciativa de ciudadanía corporativa más grande del mundo. El Pacto es un marco de acción encaminado a la construcción de la legitimación social de los negocios y los mercados. Aquellas empresas que se adhieren al Pacto Mundial comparten la convicción de que las prácticas empresariales basadas en principios universales contribuyen a la construcción de a un mercado global más estable, equitativo e incluyente que fomentan sociedades mas prósperas.

Las empresas, el comercio y la inversión son pilares esenciales para la paz y prosperidad. Pero en muchas áreas las empresas están ligadas a serios dilemas, como pueden ser la explotación, la corrupción, la inequidad y otras barreras que frenan la innovación y el espíritu empresarial. Las acciones empresariales responsables construyen confianza y capital social, al mismo tiempo que contribuyen al desarrollo y mercados sustentables .

### **Los Diez Principios del Pacto Mundial**

Los Diez Principios del Pacto Mundial están basados en Declaraciones y Convenciones Universales aplicadas en cuatro áreas: Derechos Humanos, Medio Ambiente, Estándares Laborales y Anticorrupción.

Derechos Humanos:

Principio 1: Las Empresas deben apoyar y respetar la protección de los derechos humanos fundamentales reconocidos universalmente, dentro de su ámbito de influencia.

Principio 2: Las Empresas deben asegurarse de que sus empresas no son cómplices de la vulneración de los derechos humanos

### **Estándares Laborales:**

Principio 3: Las empresas deben apoyar la libertad de Asociación y el reconocimiento efectivo del derecho a la negociación colectiva.

Principio 4: Las Empresas deben apoyar la eliminación de toda forma de trabajo forzoso o realizado bajo coacción

Principio 5: Las Empresas deben apoyar la erradicación del trabajo infantil.

Principio 6: Las Empresas deben apoyar la abolición de las prácticas de discriminación en el empleo y ocupación.

**Medio Ambiente:**

Principio 7: Las Empresas deberán mantener un enfoque preventivo que favorezca el medio ambiente.

Principio 8: Las empresas deben fomentar las iniciativas que promuevan una mayor responsabilidad ambiental.

Principio 9: Las Empresas deben favorecer el desarrollo y la difusión de las tecnologías respetuosas con el medio ambiente

**Anticorrupción:**

Principio 10: Las Empresas deben trabajar en contra de la corrupción en todas sus formas, incluidas la extorsión y el soborno.

• **MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO**

El Mecanismo de Desarrollo Limpio o Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) es un acuerdo suscrito en el Protocolo de Kioto establecido en su artículo 12, que permite a los gobiernos de los países industrializados (también llamados países desarrollados o países del Anexo1 del Protocolo de Kioto) y a las empresas (personas naturales o jurídicas, entidades públicas o privadas) suscribir acuerdos para cumplir con metas de reducción de gases de efecto invernadero (GEI) en el primer periodo de compromiso comprendido entre los años 2008 - 2012, invirtiendo en proyectos de reducción de emisiones en países en vías de desarrollo (también denominados países no incluidos en el Anexo 1 del Protocolo de Kioto) como una alternativa para adquirir reducciones certificadas de emisiones (RCE) a menores costos que en sus mercados.

En teoría, los MDL permiten una drástica reducción de costos para los países industrializados, al mismo tiempo que éstos se hacen de la misma reducción de emisiones que obtendrían sin los MDL. El MDL permite también la posibilidad de transferir tecnologías limpias a los países en desarrollo. Al invertir los gobiernos o las empresas en estos proyectos MDL reciben reducciones certificadas de emisiones RCE (uno de los tres tipos de bonos de carbono) los cuales pueden

adquirir a un menor costo que en sus mercados y simultáneamente logran completar las metas de reducciones a las que se han comprometido.

Existen dos posturas, aquellos que argumentan que se podrían dar reducciones menores con los MDL y que incluso se podría caer en prácticas insostenibles en el largo plazo. Aquellos a favor argumentan que el control por parte de un tercero sobre los monitoreos de las reducciones de emisiones solucionaría el problema.

El MDL está regido por las Partes del Protocolo a través de la Junta Ejecutiva, y las reducciones deberán ser verificadas y certificadas por entidades operacionales designadas (EOD). También se exige la autorización de participación voluntaria y la constancia de contribución al desarrollo sostenible del país de acogida del proyecto por parte de la autoridad nacional designada (AND), que para los efectos se trata generalmente del Ministerio o Secretaría de Ambiente correspondiente, quien a su vez puede establecer los trámites internos para su aprobación. Para obtener la certificación de las emisiones, las partes interesadas (país industrializado y país en desarrollo receptor del proyecto) deberán demostrar una reducción real, mensurable y prolongada en el tiempo de emisiones.

El problema estriba, principalmente, en el tipo de proyectos que se quieren llevar a cabo ya que se están presentando proyectos como centrales térmicas de combustibles fósiles o grandes infraestructuras hidráulicas, que comprometerían seriamente el desarrollo sostenible necesario para establecer las bases necesarias para ir hacia posteriores reducciones de emisiones más allá del Protocolo de Kioto.

En las decisiones de las Convenciones de las Partes (CoP) de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC) se han adoptado las decisiones pertinentes a actividades que se incluyen dentro de los MDL como válidas, en las decisiones 17/CP.7 sobre modalidades y procedimientos de un Mecanismo para un Desarrollo Limpio y 19/CP.9 sobre modalidades y procedimientos para los proyectos de Uso de la Tierra, Cambio de Uso de la Tierra y la Silvicultura (UTCUTS) limitada a la Forestación y Reforestación (F & R), que han sido las únicas actividades válidas para la generación de RCE transferibles; mientras la conferencia aprueba nuevos mecanismos dentro de los cuales se esperan aquéllos relacionados con la prevención de la deforestación y a la protección de los bosques naturales.

La generación distribuida con sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica pública cumplen todas las características de los Mecanismos de Desarrollo Limpio.

En el Anexo 1, Mecanismos de Desarrollo Limpio, se puede ver los conceptos, objetivos, procedimientos y metodologías para los proyectos de mecanismos de desarrollo limpio.

### 1.3 MARCO LEGAL

- LEY DE CONCESIONES ELECTRICAS (DECRETO LEY N° 25844, DECRETO SUPREMO N° 009-93-EM). Se norma la interrelación de los sistemas de generación, transmisión y distribución de electricidad, lo que permite y asegura una oferta eléctrica confiable, el funcionamiento eficiente del Sistema y la aplicación de una tarifa para los consumidores finales que considera el uso óptimo de los recursos energéticos disponibles.
- REGLAMENTO DE PROTECCION AMBIENTAL EN LAS ACTIVIDADES ELECTRICAS (1994/06/08) D.S. N° 29-94-EM (1994/06/07). Se norma la interrelación de las actividades eléctricas en los sistemas de generación, transmisión y distribución con el ambiente, bajo el concepto de desarrollo sostenible, entendiéndose por desarrollo sostenible, como el estilo de desarrollo que permite a las actividades satisfacer sus necesidades sociales, económicas y ambientales sin perjudicar la capacidad de las futuras generaciones de satisfacer las propias.
- Decreto Supremo N° 011-2006-VIVIENDA; Se da la Norma Técnica EM.010 Instalaciones eléctricas interiores. Art. 2º La norma es aplicable en forma obligatoria a todo proyecto de instalación eléctrica interiores tales como: Vivienda, Locales Comerciales, Locales Industriales, (4)
- El D.L. 28.832 “Para asegurar el desarrollo eficiente de la generación Eléctrica” fue emitido en 2006 y es la que, en orden de importancia, sigue a la LCE, ya que la modifica y perfecciona en varios puntos. La Ley recoge la problemática de déficit de generación e introduce cambios de forma de incentivar las inversiones en nueva generación.
- “Energía Solar Fotovoltaica, Normativa y aplicaciones en la Edificación”. Best Result, España (OCT. 2008)

- Reglamento Técnico Especificaciones Técnicas y Procedimientos de Evaluación del Sistema Fotovoltaico y sus Componentes para Electrificación Rural. R.D. N° 003-2007-EM/DGE (2007.02.12).
- Reglamento Técnico Especificaciones Técnicas y Ensayos de los componentes de sistemas fotovoltaicos domésticos hasta 500 Wp. R.D. N° 030-2005-EM/DGE.
- Norma Técnica Peruana, NTP 399.403.2006: Sistemas Fotovoltaicos hasta 500 Wp. Especificaciones Técnicas y método para la calificación energética de un sistema fotovoltaico. R.0013-2006/INDECOPI-CRT (2006.03.06).
- Código Nacional de Electricidad – Utilización. R.M. N° 037-2006-MEM/DM (2006.01.30)
- Normas internacionales IEC: 61215, 60529 y 60811.
- Reglamento Nacional de Edificaciones.

## **1.4 MARCO CONCEPTUAL**

### **1.4.1 Características eléctricas de la red electrica comercial**

La tesis se aplicará para conectar un sistema fotovoltaico a la red eléctrica del servicio particular de 220 Vac, en el área de concesión de Edelnor la cual cuenta con las siguientes características principales:

- |                              |   |                   |
|------------------------------|---|-------------------|
| - Tensión nominal            | : | 220 Vac fase-fase |
| - Tensión máxima de servicio | : | 220 +- 5% Vac     |
| - Topología                  | : | Delta             |

### **1.4.2 Características eléctricas de los sistemas fotovoltaicos**

Para efectos del diseño eléctrico de los sistemas fotovoltaicos se ha considerado las siguientes características eléctricas del sistema:

- |                              |   |                  |
|------------------------------|---|------------------|
| - Tensión nominal            | : | 12 V CC          |
| - Tensión máxima de servicio | : | 14.5 V CC        |
| - Potencia nominal           | : | 1000Wp +/- 10%   |
| - Corriente de cortocircuito | : | 63.73 A.         |
| - Altitud                    | : | 0 a 4450 m.s.n.m |

Los cálculos eléctricos se han realizado con los valores que presentará el sistema en su etapa final, asegurándose así que el sistema fotovoltaico cumpla durante todo el período de estudio los requerimientos técnico establecido por las normas vigentes.

### **1.4.3 Características del equipamiento**

#### **1.4.3.1 Modulo Fotovoltaico**

Debe tener un mínimo de 36 celdas fotovoltaicas.

En el caso que el módulo fotovoltaico cuente con un marco, este debe ser de aluminio anodizado y rígido. La fijación del módulo fotovoltaico a su soporte sólo podrá realizarse mediante elementos mecánicos (tornillos, tuercas, arandelas, etc.).

Verificar que no se presenten en el módulo fotovoltaico los siguientes defectos visibles:

- Células rotas o agrietadas.
- Células desalineadas.
- Restos notables de la metalización en la cara frontal de las células.
- Impurezas en el laminado.
- Burbujas en el encapsulado.
- Rotura del vidrio frontal.
- Rotura de la cinta de conexión.
- Ilegibilidad o borrado de la etiqueta.
- Módulo sucio con manchas de silicona o encapsulante.
- Tedlar dañado o perforado.
- Caja de conexiones rota o con desprendimiento total o parcial.
- Intersticios en la unión entre el marco de aluminio anodizado y el módulo fotovoltaico, donde puedan ingresar agua o elementos extraños.

Debe estar certificado de acuerdo a la norma internacional IEC-61215 “Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Calificación del diseño y aprobación de tipo”, IEEE-1262 “Recommended Practice for Qualification of Photovoltaic (PV) Modules” o equivalente.

Debe tener un certificado de garantía del fabricante sobre la potencia pico del módulo fotovoltaico. Debe indicarse en el certificado la marca, modelo y potencia pico del módulo y el tiempo de garantía.

### 1.4.3.2 Cables del Sistema Fotovoltaico

Los cables deben:

- Respetar un código de colores.
- Estar debidamente etiquetados. Indicando en la cubierta protectora exterior, por lo menos, el tipo de cable, sección y fabricante del mismo (Según la NTP 370.252).
- Cumplir con la norma IEC 60811 “Métodos de ensayo comunes para materiales de aislamiento y cubierta de cables eléctricos” o la Norma Técnica Peruana respectiva. Como mínimo deben ser del tipo RHW para exteriores y THW para interiores (NTP 370.252).
- Estar dotados con terminales específicos y de cobre en el caso que su sección sea de 4 mm<sup>2</sup>. En caso contrario, deben ser retorcidos y estañados para lograr una conexión adecuada.
- Ser asegurados a las estructuras de soporte o a las paredes con grapas a intervalos de 30 cm. como máximo, para así asegurar su posición vertical u horizontal, nunca oblicuamente.

## 1. 4.4 LA EMPRESA DE DISTRIBUCION ELECTRICA DE LIMA NORTE S.A.A.

### 1.4.4.1 RESEÑA DE LA ORGANIZACIÓN

La Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A. (Edelnor S.A.A.), es una compañía dedicada a la distribución y comercialización de energía eléctrica, cuyos accionistas principales son Inversiones DistriLima S.A. y Enersis A.A. empresas que poseen respectivamente, 51.68% y 24.00% de sus acciones con derecho a voto. Por su parte ambas, Inversiones DistriLima S.A. y Enersis A.A son controladas por Endesa S.A., una de las mayores empresas internacionales, siendo una compañía líder en el sector energía de Europa y con una posición relevante en los mercados iberoamericanos.

Acciones Comunes	%
Inversiones Distrilima S.A.	51.68
Enersis S.A.	24.00
AFP's Locales	9.98
Credicorp Ltda.	5.44
Otros	8.90
<b>Total</b>	<b>100.00</b>

Tabla 1.1: Acciones Comunes de Edelnor S.A.A. a Set. 2010  
(Fuente: Fundamento de Clasificación de Riesgo, Clas & Asociados S.A.)

Edelnor, está a cargo de la distribución de la energía eléctrica en la zona norte de la ciudad de Lima Metropolitana (Al norte de la Av. Javier Prado como eje referencial) y en la Provincia Constitucional del Callao, así como en las provincias de Huaura, Huaral, Barranca y Oyon, con un área de concesión de 2,440km<sup>2</sup>.

En enero 1994, en el marco del proceso de privatización de las empresas del sector eléctrico peruano, se segmentaron los activos de la empresa ELECTROLIMA. A partir de ello se creó una empresa generadora de energía eléctrica EDEGEL S.A. y cuatro empresas de distribución de energía eléctrica Edelnor S.A., EdeCañete S.A., EdeChancay y Edelsur S.A.

En julio de 1994, Inversiones Distrilima S.A., empresa subsidiaria de Endesa de España, adquirió 60% de las acciones de Edelnor S.A., y en diciembre 1995, adquirió 60% de las acciones de EdeChancay, como parte del antes mencionado proceso de privatización.

En 1996, Edelnor S.A. promovió la fusión con EdeChancay S.A., bajo la modalidad de fusión por absorción, en la que la primera se incorporo a EdeChancay S.A., para posteriormente cambiar la razón social a Edelnor S.A., con la que se conoce desde entonces.

En mayo del 2000, en el marco del proceso de transferencia de los activos del Estado al sector privado, ElectroPeru S.A. transfirió su participación accionaria en Edelnor (36.45%) al Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE), parte de la cual fue posteriormente adquirida por las diferentes Administradoras Privadas de Fondos de Pensiones (AFP), al ser esta participación puesta a la venta en el mercado. Con fecha 15 de octubre del año 2009, el Grupo Enersis de Chile adquirió 24.0% de las acciones de Edelnor que se encontraban en poder de Generalima S.A.C. (empresa del Grupo Endesa), por un valor de US\$ 145.0 millones. Dicha transacción no genero cambios significativos en el control de la compañía.

Inversiones Distrilima S.A. y Enersis S.A. son controladas indirectamente por Endesa S.A., quien posee una participación de control en ambas empresas.

Endesa es la empresa líder en el mercado eléctrico español, siendo una de las cinco mayores compañías en Europa y la principal compañía eléctrica privada de Latinoamérica. Su negocio principal es la producción, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica. A su vez, Endesa es controlada indirectamente por Enel S.p.A., la empresa eléctrica más grande en Italia y la segunda empresa eléctrica listada con mayor capacidad instalada en Europa (cerca de 95000 MW), con presencia en 23 países.

### **EDELNOR ENDESA y el Pacto Mundial:**

Promovido por la Organización de las Naciones Unidas (ONU), el Pacto Mundial busca que diversas empresas e instituciones se comprometan a adoptar, apoyar y promulgar diez principios básicos universales relacionados con los derechos humanos, las normas laborales, el medio ambiente y la lucha contra la corrupción.

El comportamiento empresarial de Edelnor es plenamente congruente con estos principios, los mismos que se encuentran recogidos en la Visión, Misión y Valores de la compañía, así como en el Código de Conducta del Empleado y en el Manual de Estándares de Ética.

Por ello, en el 2005, Edelnor Endesa firmó la suscripción al Pacto Mundial, cuya adhesión se inscribe en el firme compromiso de la empresa con el desarrollo sostenible. Esta es una muestra adicional de nuestra preocupación por la sociedad de la cual formamos parte.

#### **1.4.4.2 LÍNEA DE PRODUCTOS Y SERVICIOS**

Edelnor S.A.A. es una empresa dedicada a la distribución de energía eléctrica a los usuarios dentro del área de concesión de Lima Norte. Según el objeto social la empresa puede dedicarse a la distribución, transmisión y generación de energía eléctrica. Complementariamente, la Sociedad podrá dedicarse a la venta de bienes bajo cualquier modalidad, así como a la prestación de servicios de asesoría y financieros, entre otros, salvo por aquellos servicios para los cuales se requiera de una autorización expresa conforme con la legislación vigente.

#### **1.4.4.3 CLIENTES**

Edelnor entrega servicio de energía eléctrica a 1.086.600 clientes, de estos 93.9% son residenciales, 3.7% comerciales y el restante 2.4% está integrado por clientes industriales y de otros giros. Las ventas físicas de energía en el periodo 2008 fueron de 5.599 GWh, lo que representó un incremento del 7,7% respecto a 2007. El crecimiento de las ventas se explica por un mayor consumo mostrado por los clientes regulados, principalmente del sector residencial, comercio, transporte, almacenamiento y comunicaciones.

ITEM	TIPO CLIENTES	CANT. CLIENTES
1	CLIENTE LIBRES	81
2	CLIENTE REGULADOS	1.086.519

Tabla 1.2: Cantidad de Clientes por Tipo  
(Fuente: Edelnor 2010)

Consumos de clientes de Edelnor (Regulados y Libres) [kWh]

LIMA			HUARAL-CHANCAY			HUACHO-SUPE		
	Cientes	MWh		Cientes	MWh		Cientes	MWh
Ventas en AT	6	286,307	Ventas en AT	0	0	Ventas en AT	0	0
Libres AT	6	286,307	Libres AT	0	0	Libres AT	0	0
Ventas en MT	858	1,572,564	Ventas en MT	79	57,784	Ventas en MT	88	47,296
Libres MT	70	673,482	Libres MT	5	25,537	Libres MT	6	17,412
MT2	93	62,036	MT2	12	2,080	MT2	14	7,604
MT3	474	609,576	MT3	29	23,390	MT3	44	19,013
MT4	221	227,466	MT4	33	6,777	MT4	24	3,267
Ventas en BT	839,380	2,257,471	Ventas en BT	27,958	42,652	Ventas en BT	46,850	68,620
BT2	179	15,615	BT2	2	33	BT2	6	280
BT3	1,141	130,521	BT3	8	1,151	BT3	8	1,096
BT4	1,241	133,656	BT4	20	2,285	BT4	36	2,096
BT4 AP	0	157,454	BT4 AP	0	4,650	BT4 AP	0	7,541
BT5A	139	6,752	BT5A	1	80	BT5A	2	22
BT5B residen.	786,201	1,538,407	BT5B residen.	26,060	28,054	BT5B residen.	43,504	46,660
BT5B no resid.	50,058	274,261	BT5B no resid.	1,861	6,398	BT5B no resid.	3,269	10,912
BT6	421	804	BT6	6	1	BT6	25	14
<b>TOTAL</b>	<b>840,244</b>	<b>4,116,342</b>	<b>TOTAL</b>	<b>28,037</b>	<b>100,437</b>	<b>TOTAL</b>	<b>46,938</b>	<b>115,916</b>

Tabla 1.3: Cantidad de Clientes por Tipo y Demanda de Energía (kWh)  
 (Fuente:PA Consulting Group, "Propuesta Tarifaria del Sistema Secundario de TRansmision de Edelnor)

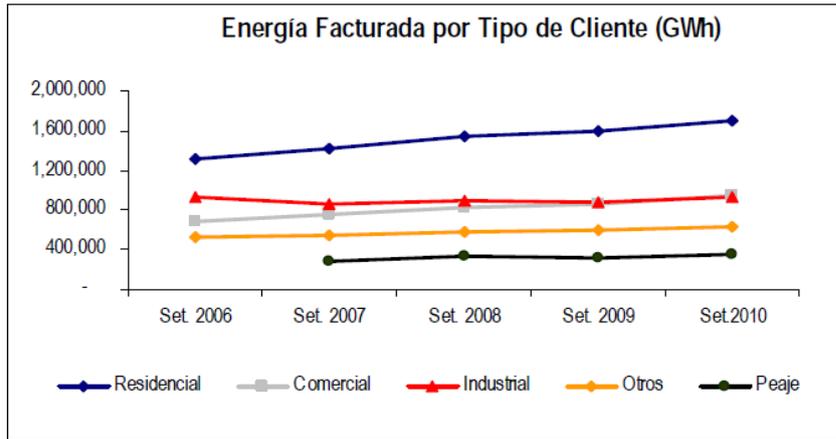


Fig. 1.8: Energía Facturada por Tipo de cliente (GWh)  
 (Fuente: Edelnor S.A.A)

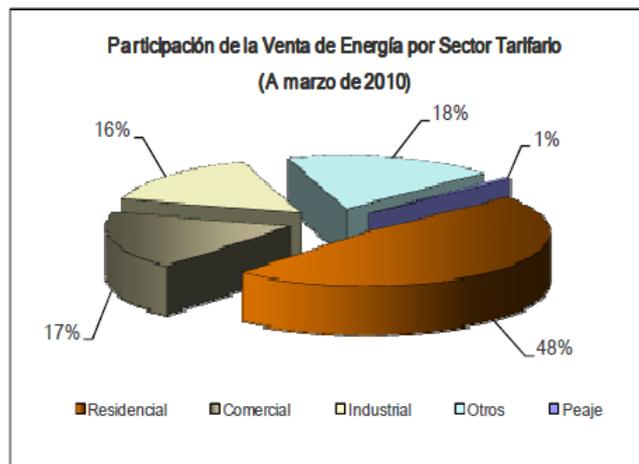


Fig. 1.9: Venta de Energía por Sector Tarifario  
 (Fuente: Edelnor S.A.A)

Por volumen de facturación de energía eléctrica los clientes más importantes de la empresa son:

<b>Empresa</b>
Filamentos industriales
San Miguel industrial
Lima Airport Partners
Metalúrgica peruana
Cerámica Lima
Sima
Fundición Callao
Nestlé
Owens Illinois
Indeco

Tabla 1.4: Clientes importantes de Edelnor.  
(Fuente: Edelnor S.A.A)

## PROVEEDORES

Edelnor es una empresa de distribución que necesita adquirir energía desde el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. Los principales suministradores de energía eléctrica de Edelnor son:

<b>Empresa</b>	<b>Servicio</b>
Electroperú	Generación de energía eléctrica
Edegel	Generación de energía eléctrica
Egenor	Generación de energía eléctrica
Cahua	Generación de energía eléctrica

Tabla 1.5: Proveedores de Edelnor  
(Fuente: Edelnor S.A.A- 2007)

## CONTRATISTAS

Los principales proveedores para la ejecución de obras, mantenimiento y servicios relacionados al negocio de la distribución de electricidad de Edelnor son:

CONTRATISTAS MÁS IMPORTANTES	
COBRA PERU S.A.	Operaciones Técnicas
Calatel	Obras y Operaciones Técnicas
Montajes e Ingeniería Arce S.A.	Obras y Operaciones Técnicas
Juan Galindo S.A.	Operaciones Técnicas
Essolin S.A.	Operaciones Técnicas
Leveltec S.A.	Obras y Operaciones Técnicas
RAFETEC S.A.	Obras y Operaciones Técnicas
CAM S.A.	Obras y Operaciones Técnicas
INGEDISA	Obras y Operaciones Técnicas

Tabla 1.6: Proveedores de Edelnor  
(Fuente: Edelnor S.A.A- 2007)

Las compras de energía acumuladas a marzo de 2010 ascendieron a 1,546,162 MWh. Edegel representa el 56% de estas compras, Enersur el 12%, Egenor 8% y Eepsa el 5%.

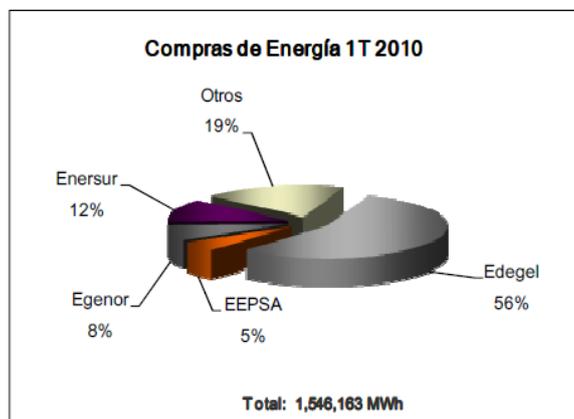


Fig. 1.10: Proveedores de Energía para Edelnor S.A.A.  
Fuentes de generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional:

#### **1.4.4.5 PROCESOS**

EDELNOR, establece sus actividades en 5 Subsistemas importantes como indicamos a continuación:

- Subsistema de Planificación, en el que se establecen los objetivos a largo plazo.
- Subsistema Comercialización, que implementa las políticas de venta de energía.
- Subsistema Técnico, en el que se diseña, construye, opera y mantiene los sistemas eléctricos en condiciones para la comercialización de la energía eléctrica.
- Subsistema Financiero, el cual planifica la dotación de las inversiones y gastos operativos.
- Subsistema de Recursos Humanos, que planifica la dotación de personal, según las necesidades de cada sector.
- Subsistema de Información, viene representado por las líneas entrecortadas y fluyen a través de todos los subsistemas.

#### **1.4.4.6 ORGANIZACIÓN**

Teniendo en cuenta el Modelo organizacional de Henry Mintzberg la Empresa Edelnor de Endesa presenta una Configuración de Organización Diversificada (Holding)

##### **Estructura:**

La Empresa Edelnor se desempeña dentro del mercado peruano y están acopladas bajo los lineamientos de la Central de Endesa España.

Las gerencias locales de Edelnor dirigen los negocios de manera autónoma (lo que supone nada más que una descentralización limitada de los directores de la empresa), y están sometidos al sistema de control de comportamiento que normaliza sus productos y servicios.

Edelnor dirige sus acciones como una configuración maquinal, sirviendo como instrumento de la central de Endesa (siendo la organización total un sistema del tipo cerrado).

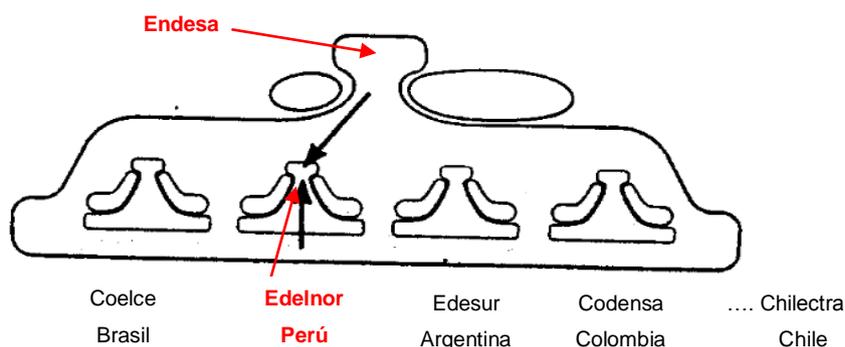


Fig. 1.11: Organización Diversificada Edelnor - Endesa

### ESTRATEGIA DE ENDESA:

La central Endesa dirige la estrategia “corporativa” como una cartera de negocios, las divisiones como Edelnor en Perú, Coelce en Brasil, Edesur en Argentina, Codensa en Colombia y Chilectra en Chile dirigen las estrategias de los negocios individuales.

### POLITICA DE SOSTENIBILIDAD DE ENDESA

La Política de Sostenibilidad de la Compañía, publicada en 2003, se desarrolla a través de Siete Compromisos por un Desarrollo Sostenible, que constituyen el fundamento de su comportamiento en este terreno. Estos compromisos se centran en cuestiones que contribuyen a reforzar activos generadores de confianza social.

- Sus clientes. Compromiso con la calidad del servicio.
- Sus accionistas. Compromiso con la creación de valor y la rentabilidad.
- Su gente. Compromiso con la salud, la seguridad y el desarrollo personal y profesional de las personas que trabajan en ENDESA.
- Su conducta. Compromiso con el buen gobierno y el comportamiento ético.
- Su medio ambiente. Compromiso con la protección del entorno.



Fig. 1.12: Siete Compromisos - Política de Sostenibilidad de Endesa  
(Fuente: Endesa)

La preservación del medio ambiente es un criterio permanente integrado en la gestión de la Empresa y en nuestra toma de decisiones.

Endesa identifica, evalúa y gestiona los efectos medioambientales derivados de nuestras actividades y nos esforzamos en minimizarlos, especialmente por lo que se refiere al uso de energías primarias, en el marco del compromiso de garantizar al máximo la seguridad y calidad de servicios y su contribución a la competitividad de la industria y al bienestar de la sociedad.

En este terreno, Edelnor es consciente de la necesidad de que el uso de los recursos naturales se haga sobre la base de asegurar el desarrollo de las generaciones futuras, en especial por lo que se refiere al problema global de las emisiones contaminantes.

#### **ESTRATEGIA DE EDELNOR:**

Edelnor aplica dentro de la organización local la estrategia y el Plan de Sostenibilidad de Endesa siendo esta la central corporativa. Esto es ratificado a través del Informe de Desarrollo de Sostenible, elaborado por Edelnor el 2007.

## CAPITULO II: PROBLEMA Y OBJETIVO

### 2.1 DEFINICION DEL PROBLEMA

Las emisiones de CO<sub>2</sub> producidas por las centrales térmicas del Sistema Interconectado Eléctrico Nacional SEIN, se incrementan cada año al ritmo del crecimiento económico del país y de la demanda de energía eléctrica, la planificación inadecuada no ha permitido que se construyan centrales que utilicen fuentes renovables menos contaminantes tales como las centrales hidroeléctricas promoviéndose indirectamente la instalación de centrales térmicas a gas natural, lo que provoca impactos negativos sobre el ambiente. En el país no existen suficientes experiencias de aplicaciones y estudios del uso de fuentes renovables para mitigar estos impactos ambientales, que sean las alternativas de desarrollo sostenible para que las empresas eléctricas y clientes del SEIN puedan aplicar en sus instalaciones.

Una de las alternativas planteadas en el presente estudio es la Implementación de un Estudio Piloto de "Instalación de 500 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red en viviendas residenciales del área de concesión de Edelnor en la ciudad de Lima".

En la siguiente Fig. 2.1. se muestra la evolución de generación eléctrica con fuentes de combustibles fósiles, Gas Natural, Diesel 2 y Carbón existentes en el Perú las cuales en el año 2010 alcanzan el aproximado del 40% del total de energía eléctrica que demanda el país, considerando que hace 10 años este porcentaje no llegaba al 10% del total.

EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE GAS NATURAL EN LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DEL SEIN (GW.h)

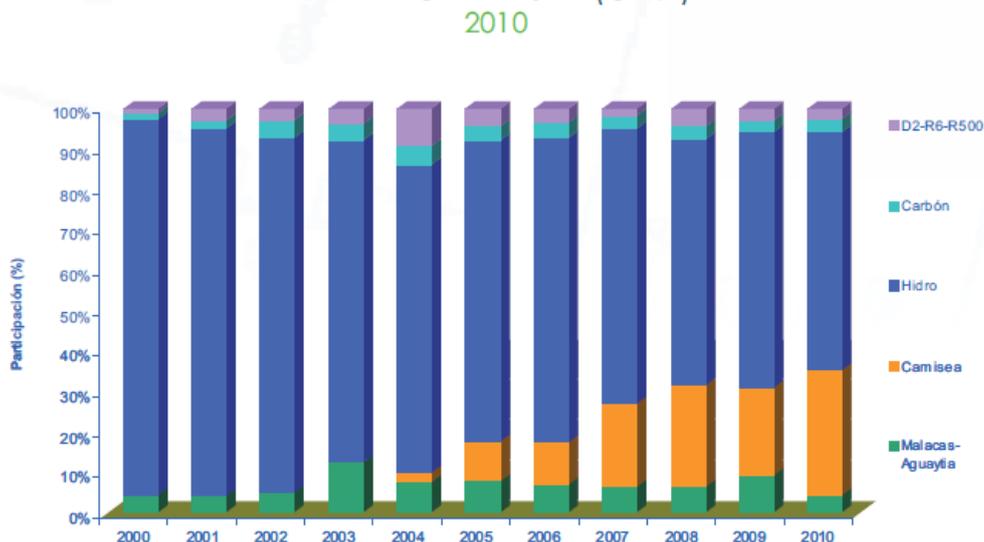


Fig. 2.1: Evolución de Generación con Fuentes GN, D2 y Carbón causantes de Emisiones CO<sub>2</sub>.

Esta situación ha contribuido negativamente a que las emisiones de CO<sub>2</sub> se hayan incrementado de manera directamente proporcional a la instalación de las termicas, según mostramos en la Fig. 2.2 donde se observa que las emisiones se han incrementado los últimos 9 años llegando hasta 17.7 mil millones de Toneladas de CO<sub>2</sub> que representa un incremento del 64 % respecto a las emisiones del año 2002.

Para el calculo de las emisiones de CO<sub>2</sub>, se ha tomado en cuenta el factor emision del 2007, calculado por el FONAM

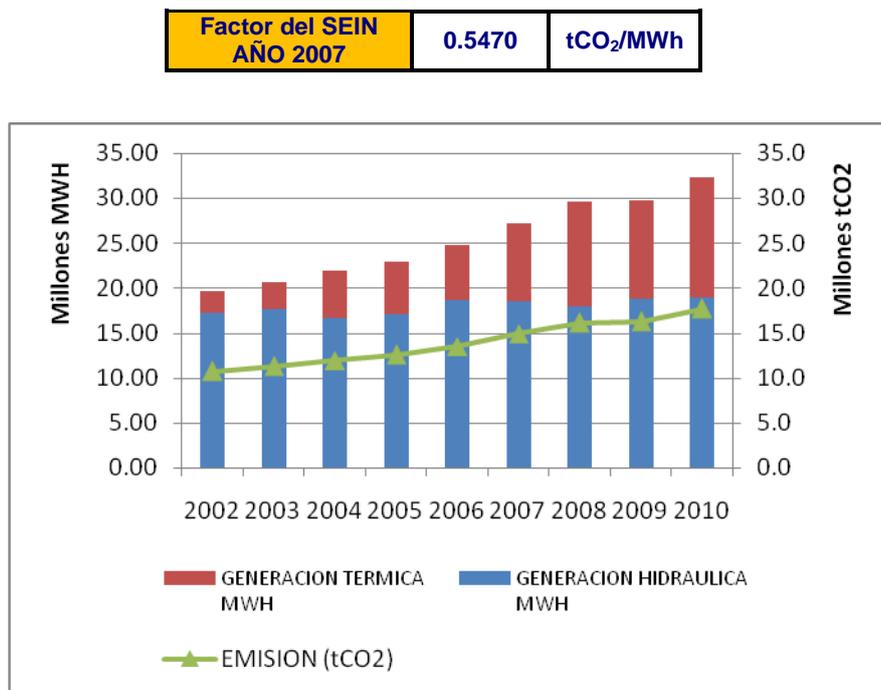


Fig. 2.2: Evolución de Generación de Energía y Emisiones CO<sub>2</sub>  
Fuente: COES, Elaboración: Propia

Edelnor siendo una de las más importantes empresas de distribución eléctrica del país (atiende la demanda de cerca del 20% del total de energía despachada por el SEIN, ver Figuras 2.3 y 2.4) está comprometida con el Desarrollo Sostenible y su objetivo es el liderazgo en la implementación de estudios que ayuden a la mitigación de los Gases de Efecto Invernadero, entonces es importante para la organización implementar este tipo de proyectos como es la Instalación de Sistemas Fotovoltaicos en Viviendas del Área de Concesión de Edelnor. La energía generada con las fuentes renovables desplazara el consumo de energía generada por las centrales térmicas del SEIN, según se aprecia en la Fig. 2.3 la generación con Centrales Térmicas es la que siempre alimenta al sistema durante toda la curva diaria de demanda.

DESPACHO PARA EL DÍA DE MÁXIMA DEMANDA DEL AÑO  
(16 DE DICIEMBRE 2010)

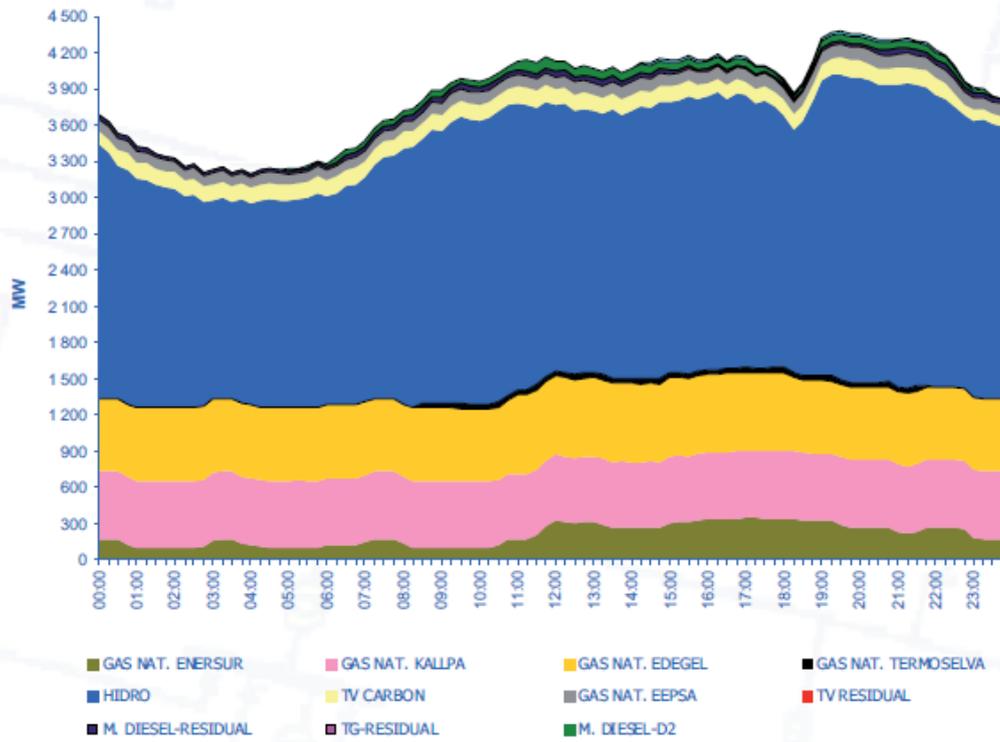


Fig. 2.3: Diagrama de Despacho de Máxima Demanda del SEIN  
Fuente: COES, Diagrama Diario de Generación 16.12.2010

Curva de Carga - Días Hábiles

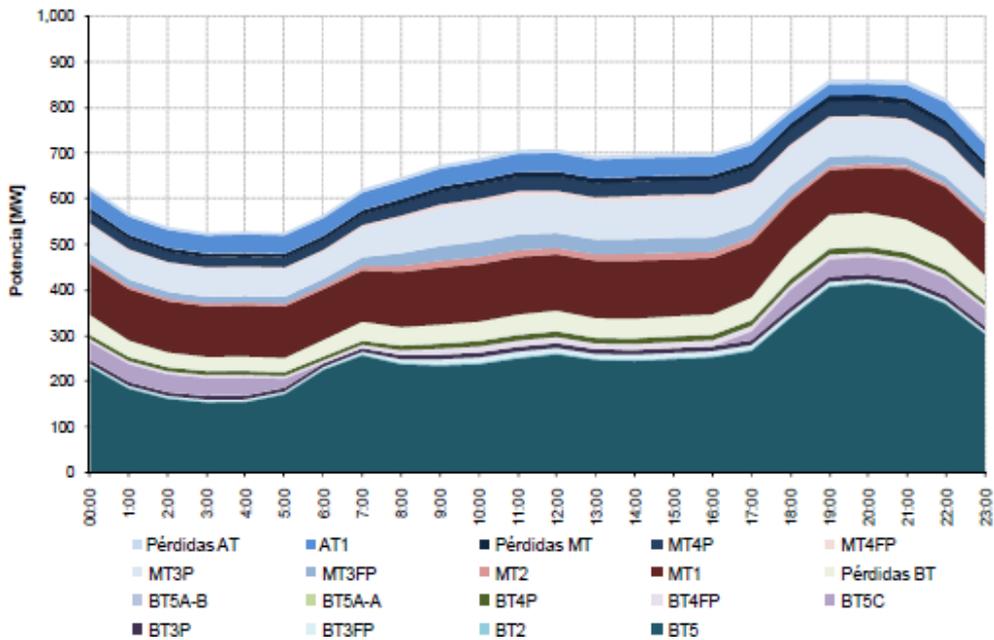


Fig.2.4: Diagrama de Carga de Edelnor  
Fuente: PA Consulting – Edelnor

	PERU	LATINOAMERICA 1	LATINOAMERICA 2	MUNDIAL 1	MUNDIAL 2
REFERENTE	<ul style="list-style-type: none"> <li>- En los últimos años en el Perú se han instalado un gran número de Centrales Termoeléctricas que han incrementado las emisiones de CO2.</li> <li>- D.L. 1002 "Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables" Mayo 2008.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Los países de la región presentan situaciones similares al Perú.</li> <li>- Debido a los compromisos internacionales para la disminución de GEI, se plantean iniciativas a nivel Latinoamérica y El Caribe para incrementar el uso de fuentes renovables</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- En América del Sur las aplicaciones de sistemas fotovoltaicos están centrados a atender a las viviendas de zonas rurales para la expansión del servicio, sin embargo no se aplican en lugares urbanos para desplazar y disminuir las emisiones de CO2 de las centrales termoeléctricas del sistema interconectado.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- A nivel mundial los países desarrollados marcan la pauta en el uso de fuentes de energías renovables y aplicaciones de SFD, con el fin de disminuir las emisiones de GEI por las centrales de generación. Eléctrica</li> <li>- Estados Unidos desde 1995, promueve el uso de SFD conectados a la red eléctrica, mediante la subvención parcial, a través de tarifas e incentivo fiscal.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- A partir de los años 80 se han instalado en países como Alemania, Austria y Suiza los primeros sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica, como sistemas concentrados de generación y para el cumplimiento de compromisos por el Protocolo de Kioto para la disminución de GEI.</li> </ul>
INDICIO	<i>Necesidad de Implementación de Proyectos para disminuir las emisiones de CO2 de las Centrales Termoeléctricas a través de la Micro Generación Distribuida con Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios</i>	<i>Necesidad de Implementación de Proyectos para disminuir las emisiones de CO2 de las Centrales Termoeléctricas a través de la Micro Generación Distribuida con Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios</i>	<i>Necesidad de Implementación de Proyectos para disminuir las emisiones de CO2 de las Centrales Termoeléctricas a través de la Micro Generación Distribuida con Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios</i>	<i>Necesidad de Implementación de Proyectos para disminuir las emisiones de CO2 de las Centrales Termoeléctricas a través de la Micro Generación Distribuida con Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios</i>	<i>Necesidad de Implementación de Proyectos para disminuir las emisiones de CO2 de las Centrales Termoeléctricas a través de la Micro Generación Distribuida con Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios</i>
FUENTE	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Existe en el Perú una vasta experiencia en la aplicación de proyectos Fotovoltaicos, tanto en aplicaciones Individuales (Los Uros - Puno) como Concentradas (Padre Cocha – Iquitos)</li> <li>- No existe referencia en el país, que se halla utilizado la micro-generación distribuida con sistemas conectados a la red</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Estudios e implementación de proyectos con sistemas fotovoltaicos realizados en México y Argentina como sistemas aislados de la red eléctrica</li> <li>- No existe referencia en la región, que se halla utilizado la micro-generación distribuida con sistemas conectados a la red eléctrica.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- En Brasil es posible encontrar fuentes de información de proyectos de investigación en esta materia aunque aun no hay indicios de su aplicación masiva.</li> <li>- No existe referencia en otros países de la región, que se halla utilizado la micro-generación distribuida conectada a la red.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Estudio de investigación en estas tecnologías desarrolladas por la Universidad de Tejas en Airlintong – U.S.A. 1978.</li> <li>- "Iniciativa del millón de tejados solares" Gobierno Federal U.S.A. – Junio 1997. Estados Unidos es el primer país en potencia fotovoltaica instalada en el mundo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Estudios de investigación y normativas realizadas en Japón, Alemania, Austria, Suiza, Holanda, Australia y España para Sistemas Fotovoltaicos conectados a la red eléctrica.</li> <li>- "Programa de los 70000 tejados" Japón 1994.</li> <li>- "Programa de los 1000 tejados fotovoltaicos" Alemania 1995.</li> </ul>

Tabla N° 2.1: Tabla de Indicios

### 2.1.1 FUENTES DEL INDICIO

Según la Tabla N° 2.1 se han indicado los indicios del problema, además de las fuentes de información y experiencias existentes en el ámbito mundial, de las cuales detallamos las más representativas:

- *Estados Unidos*. Es el primer país del mundo en potencia fotovoltaica total instalada, con 74,8 MWp a finales de 1995<sub>6</sub>. Existen numerosos programas para el fomento de los Sistemas Fotovoltaicos conectados a la Red Eléctrica promovidos por las administraciones federales, estatales y las compañías eléctricas. Las medidas adoptadas van desde la subvención parcial de los sistemas fotovoltaicos hasta subvenciones a través de la tarificación, así como incentivos fiscales. Por otra parte, el gobierno federal lanzó, en junio de 1997, la llamada “Iniciativa del millón de tejados solares”, mediante la cual se pretende completar tal cantidad de sistemas fotovoltaicos y solares térmicos en edificios para el año 2012<sub>7</sub>.
- *Japón*. Segundo país en cuanto a potencia fotovoltaica instalada (26 MWp a finales de 1995<sub>6</sub>), es hoy el primer país inversor en Sistemas Fotovoltaicos conectados a la Red Eléctrica. En 1994 el gobierno lanzó el llamado “Programa de los 70.000 tejados”, orientado a la subvención parcial de Sistemas Fotovoltaicos conectados a la Red Eléctrica en el sector doméstico.
- *Alemania*. El “Programa de los 1.000 tejados fotovoltaicos”, de ámbito federal y estatal, supuso la instalación de 5,3 MWp de Sistemas Fotovoltaicos conectados a la Red Eléctrica en el periodo 1990-1995<sub>3</sub>. En 1996, resultado de la combinación de diversas medidas favorecedoras, la demanda de estos sistemas se incrementó notablemente hasta situarse en 6 MWp, manteniéndose la expansión del mercado en la actualidad. Existen programas en numerosos estados y ciudades (entre ellas las más importantes del país), relativos a la subvención de los sistemas en su fase inicial o a través de la tarificación, créditos especiales y beneficios fiscales.
- *Austria*. Entre 1992 y 1995 el gobierno implementó el “Programa 200 kW de tejados fotovoltaicos”, al cual se han sumado además diversos cantones con programas propios de tarificación favorables a los Sistemas Fotovoltaicos conectados a la Red Eléctrica.
- *Suiza*. Con una capacidad total instalada de 8,1 MWp a finales de 1995, la administración federal pretende incrementarla hasta 50 MWp en el año 2000<sub>8</sub>. Entre otras medidas cabe destacar un “Programa de 1.000 tejados fotovoltaicos”, de carácter privado, que ha supuesto la instalación de 3 MWp en viviendas

particulares, así como un programa demostrativo de instalación de 1 MWp en centros educativos y diversas medidas de tarificación adoptadas por gobiernos regionales (cantones).

- *Holanda*. A finales de 1996 existían 215 Sistemas Fotovoltaicos conectados a la Red Eléctrica, con un total de 598 kWp<sup>10</sup>. El gobierno pretende, a través del “Plan 250 MWp”, alcanzar dicha capacidad instalada en el año 2012 e incrementarla en 1.000 MWp para el 2020.

- *Australia*. La construcción de la villa olímpica para los Juegos Olímpicos de Sydney 2000 se han instalado 665 Sistemas Fotovoltaicos conectados a la Red Eléctrica, con un mínimo de 1 kWp por cada uno, en un proyecto promovido por la Administración y la compañía eléctrica local.

- *España*. Con 6,6 MWp totales instalados, cuenta por el momento con un número muy reducido de Sistemas Fotovoltaicos conectados a la Red Eléctrica, 361 kWp a finales de 1995, resultado de iniciativas independientes públicas y privadas. Cabe citar la Biblioteca Pompeu Fabrá (Mataró, 53 kWp), el Colegio Nuevo Horizonte (Madrid, 53 kWp), el Centro de Formación Profesional Pascual Calbó (Menorca, 42 kWp) y el Instituto de Energía Solar (13,5 kWp), como realizaciones más conocidas hasta el momento. Esta situación contrasta, sorprendentemente, con la disponibilidad de excelentes recursos solares, una industria fotovoltaica madura, y con el hecho de ser España un país pionero en la electrificación con energía solar fotovoltaica<sup>17</sup>. Existen programas de ámbito estatal y regional para la promoción de Sistemas Fotovoltaicos conectados a la Red Eléctrica.

### **2.1.2 ARBOL DE PROBLEMAS**

Ver Fig. 2.5 Arbol de Causas y Efectos

### **2.1.3 DESCRIPCION DEL PROBLEMA**

El problema central es “Falta de estudios de Edelnor S.A.A. para mitigar los impactos ambientales que disminuyan las emisiones de CO<sub>2</sub>”.

En la actualidad no existen en el país aplicaciones ni estudios suficientes respecto

al uso de fuentes renovables, tales como la implementación de pequeños sistemas fotovoltaicos para viviendas urbanas residenciales, las mismas que pueden estar conectados a la red eléctrica, esta aplicación de tecnología nos permitiría reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> por el desplazamiento de centrales de generación térmica.

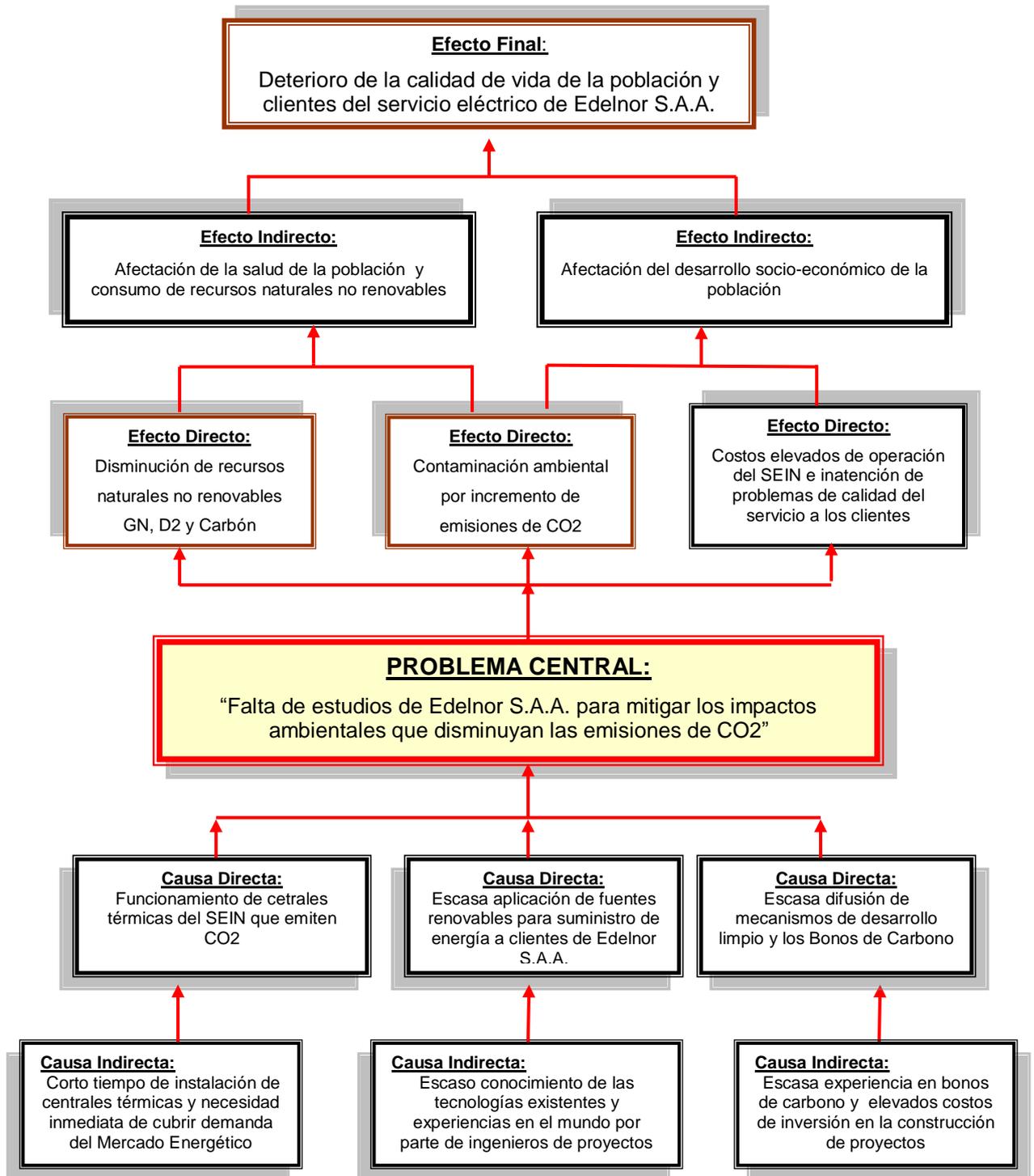


Fig.2.5: Diagrama de Causas y Efectos

## 2.2 OBJETIVOS

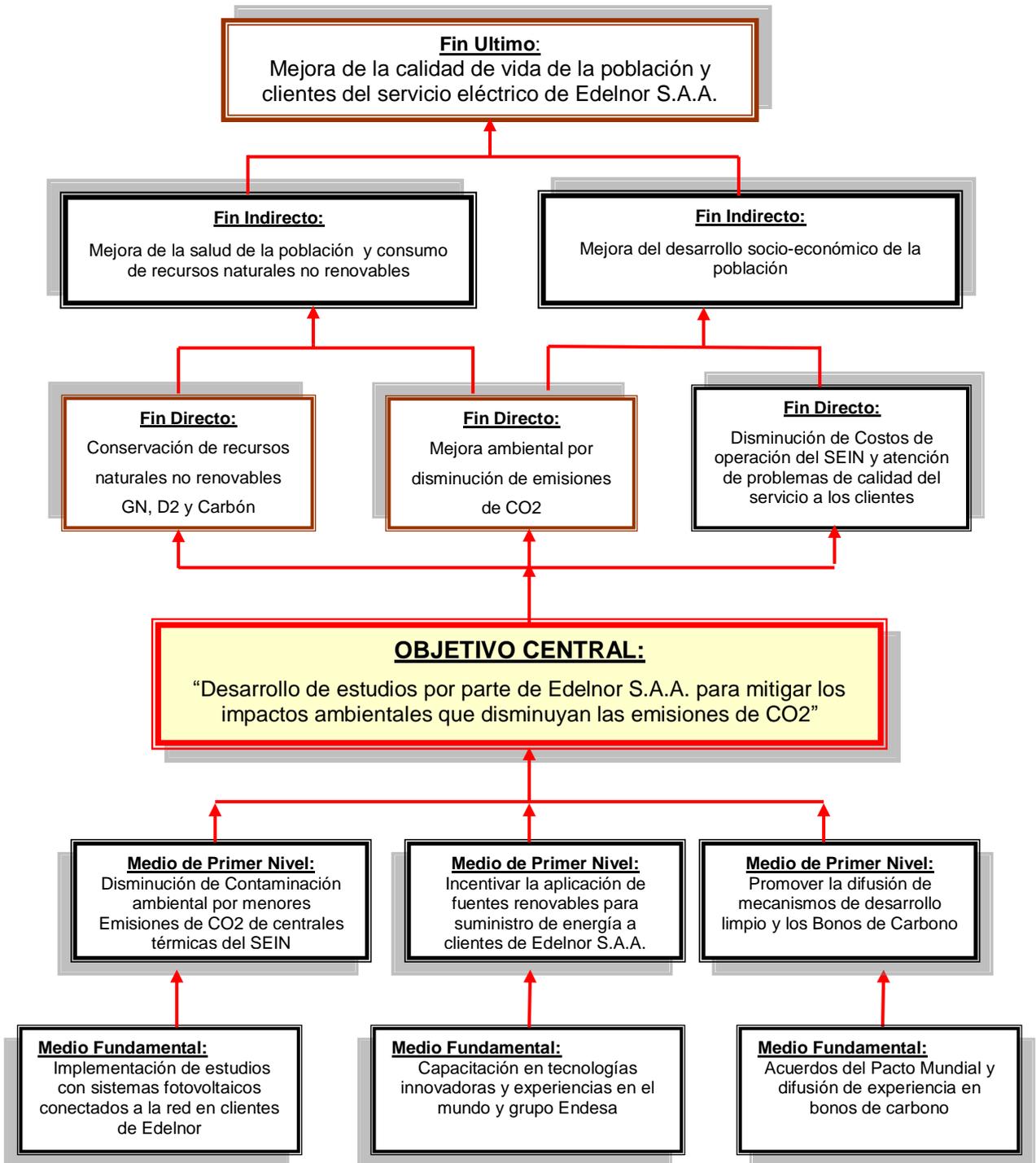


Fig.2.6: Diagrama de Objetivos y Fines

### **2.2.1 OBJETIVO GENERAL**

El objetivo principal es proponer el desarrollo de estudios por parte de Edelnor S.A.A. para mitigar los impactos ambientales que disminuyan las emisiones de CO<sub>2</sub> a través de la microgeneración distribuida aplicado a un estudio piloto de 500 viviendas urbanas residenciales con sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica pública de electricidad.

### **2.2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS:**

Analizar la viabilidad técnica y económica para Implementar los sistemas fotovoltaicos para uso en viviendas urbanas y que estén interconectado a la red eléctrica.

Estimar la disminución de emisiones de CO<sub>2</sub> por el desplazamiento de centrales de generación térmica del sistema interconectado.

Plantear los procedimientos y criterios mínimos para Implementar el estudio piloto, para realizar las verificaciones y acciones correctivas necesarias con el fin de lograr la mayor efectividad del estudio, lo que permitirá considerar evaluar y recomendar mejoras para la eficiencia del sistema fotovoltaico, equipos, técnicas de instalación, condiciones del lugar y las normativas apropiadas para incentivar la implementación en forma masiva de esta propuesta.

## **2.3 JUSTIFICACION Y DELIMITACION**

El tema de investigación propone la alternativa práctica de generación de energía con fuentes renovables en viviendas residenciales urbanas con sistemas fotovoltaicos interconectados a la red eléctrica con la finalidad de disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub> por el desplazamiento de la generación térmica.

### **2.3.1 JUSTIFICACION**

Edelnor comprometido con el Pacto Mundial y el Desarrollo Sostenido, promueve la implementación de estudios para mejorar la calidad del medio ambiente, en este sentido se plantea el Estudio de MICRO GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA DISMINUIR EMISIONES DE CO<sub>2</sub> - Estudio Piloto de “Instalación de 500 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red en viviendas residenciales del area de concesión de Edelnor la ciudad de Lima”, como medida para disminuir la emision de Gases de Efecto Invernadero GEI que es originada por la generacion de electricidad por Centrales Electricas que utilizan fuentes de D<sub>2</sub>, GN y Carbon en el

Sistema Interconectado Nacional, en este contexto el presente estudio se ha efectuado considerando el Objetivo General y Objetivos específicos delimitando y evaluando su factibilidad de ser implementado o desarrollado.

### **2.3.2 DELIMITACION**

El objetivo estratégico que se va a trabajar es “Planificar los estudios de uso eficiente de energía y fuentes renovables de generación en clientes Edelnor”, habiéndose procedido con el estudio del problema y conociendo el objetivo estratégico de Edelnor en el presente trabajo se contribuirá a alcanzar este objetivo.

La iniciativa de “Emplear las fuentes renovables para los estudios de Desarrollo Sostenible (D.S.), será aplicada a evaluar los estudios de sistemas fotovoltaicos en los clientes de Edelnor.

Se procederá a analizar y evaluar los estudios D.S. de generación eléctrica con fuentes fotovoltaicas en clientes de Edelnor, esto comprende los estudios de viabilidad técnica y económica, para ejecutar un estudio piloto que permita en el futuro efectuar las verificaciones de cumplimiento de los objetivos y la aplicación e las medidas de mejora que sean necesarias y las medidas de replanteo, rediseño de los sistemas instalados.

Adicionalmente se evaluará la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> que involucra el estudio.

El área de estudio en un primer análisis se realiza para su implementación en la Zona de Concesión de Edelnor, que comprende los Distritos de Lima Norte incluidos los Distritos del Norte Chico Huaral, Huaura, Barranca y Pativilca, teniendo en cuenta principalmente a los clientes de Baja Tensión que son los de Tipo Mercado Regulado, y los resultados de las evaluaciones de las mejores condiciones de potencial de energía solar, además de los criterios técnicos que permitan lograr el mayor beneficio para la mitigación ambiental de emisiones de CO<sub>2</sub> y para los estándares de calidad del servicio y los niveles de tensión.

En un segundo análisis se evalúa el estudio para ser replicado en otras áreas del país y dependiendo de los resultados obtenidos, será factible la implementación de manera masiva.

El crecimiento de la economía del Perú, a un ritmo de 5 a 6% anual va de la mano del crecimiento del consumo de electricidad, entonces las alternativas de incrementar la oferta ha promovido la instalación de centrales térmicas con combustible fósiles, esto quiere decir que las emisiones de CO<sub>2</sub> se incrementan de modo directamente proporcional. La aplicación del estudio propuesto es una de las medidas que podrá ayudar a mitigar las emisiones de CO<sub>2</sub> contribuyendo con el desarrollo sostenido del país.

## 2.4 PLANTEAMIENTO DE LA HIPOTESIS

La hipótesis de trabajo es que mediante la implementación del Estudio Piloto, que comprende la aplicación de microgeneración distribuida con pequeños sistemas fotovoltaicos en viviendas urbanas conectados a la red eléctrica permitirá reducir los impactos ambientales, disminuyendo las emisiones de CO<sub>2</sub> de manera sostenible.

### **Resumen del Capítulo:**

Se identificó el problema, que es la falta de estudios de desarrollo sostenible aplicado por las empresas de distribución de electricidad con el fin de mitigar los impactos ambientales y disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub> provocados por los generadores termoelectrónicos que consumen Gas Natural y Diesel 2.

El objetivo principal es la implementación del estudio piloto de instalación de 500 sistemas fotovoltaicos conectados a la red en clientes de baja tensión. La finalidad es disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub> por desplazamiento de las centrales termoelectrónicas, venta de energía con fuentes renovables, mejora de la calidad del producto y servicio y mejora de la imagen de la empresa, liderazgo en estudios de desarrollo sostenido y protección ambiental en el país.

El indicio está validado por la experiencia que se ha tenido en este tipo de experiencias en otras partes del mundo, tales como Alemania, Austria, Japón, U.S.A., España y otros de los cuales se ha recogido las experiencias y servirán para establecer los criterios preliminares para su implementación en el Perú.

La solución es viable de ser implementada puesto que es un objetivo estratégico de la empresa Edelnor y el Grupo Endesa, lo que se confirma con la suscripción del Pacto Mundial comprometiéndose al desarrollo de actividades destinadas al desarrollo sostenido, es decir la protección ambiental, desarrollo social y crecimiento económico.

## CAPITULO III: ESTRATEGIAS, METODOS Y MATERIALES

### 3.1 ESTRATEGIA DE SOLUCION

La implementación del Estudio Piloto de “Instalación de 500 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red en viviendas residenciales del área de concesión de Edelnor de la ciudad de Lima”, con la finalidad de mitigar los impactos ambientales y reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> de las centrales térmicas del SEIN, parte de la experiencia de Programas de Desarrollo Sostenible implementados en Europa, en países como Alemania y España en la cual se emplean los sistemas fotovoltaicos como la mejor alternativa de fuente renovable para las viviendas urbanas, estudios que hemos tomado como referencia para resolver el problema analizado.

El estudio comprende las etapas de Inicio (Diagnostico y Programa de Implantación), Desarrollo (Planificación del sistema, Integración de la documentación e Implantación), Seguimiento (Auditorias, Revisión por la Dirección) y Mejora Continua (de los sistemas fotovoltaicos) para esto se deberá efectuar lo siguiente:



Figura 3.1: Procesos de Estrategias de Solución y Circulo de Calidad de Deming.

En los procesos se realizará lo siguiente:

- Desarrollo:
  - o Planificación
    - Diseño del sistema fotovoltaico conectado a la red

- Tecnología de equipos a utilizar
  - Criterios de selección de lugar de instalación del Estudio Piloto
  - Modalidades de financiamiento y tarifas
- Integración de la documentación
- Implementación
  - Instalación de los Sistemas fotovoltaicos
  - Capacitación del personal y usuarios
- Seguimiento:
  - Auditorias
    - Actividades de mantenimiento
    - Mediciones y controles
    - Fallas de Planificación y diseño
    - Fallas de instalación y operacionales
  - Revisión por la dirección
- Acciones Mejora:
  - Recomendaciones de mejora del sistema
  - Recomendaciones de Normativas
  - Conclusiones y recomendaciones

Según lo indicado, el alcance del presente estudio permitira cumplir con la Etapa de Planificación de la implementación del Piloto de “Instalación de 500 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red en viviendas residenciales del area de concesión de Edelnor de la ciudad de Lima”.

### **3.2 ALTERNATIVAS DE SOLUCION – LINEAS DE SOLUCION**

Las alternativas de solución que evaluaremos en esta oportunidad está basada en el uso de fuentes renovables para generación eléctrica en clientes de Edelnor con la finalidad de mitigar los impactos ambientales efectuando el uso de fuentes renovables o el uso eficiente de la energía eléctrica, son las siguientes:

- Implementar la “Instalación de 500 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red en viviendas residenciales del área de concesión de Edelnor de la ciudad de Lima”
- Implementar la “Instalación de 500 Sistemas eólicos conectados a la red en viviendas residenciales del área de concesión de Edelnor del Distrito de la ciudad de Lima”

A continuación efectuamos una comparación en las ventajas y desventajas de las alternativas de solución:

<b>Sistemas Fotovoltaicos conectados a la red</b>	<b>Sistemas eólicos conectados a la red</b>
La energía solar es la fuente renovable mas aprovechable en el área urbana	La energía eólica presenta problemas para su aprovechamiento en zona urbana por los obstáculos, edificios, arboles y otras viviendas que distorsionan la corriente de aire.
La instalación de paneles solares es menos complicada.	La instalación de los aerogeneradores es más complicado
En Alemania, U.S.A., Japón, España y otros existen experiencias de aplicaciones de sistemas fotovoltaicos conectados a la red en usuarios de electricidad de baja tensión	No existen referencia del uso de generadores eólicos conectados a la red en clientes del servicio eléctrico en zonas urbanas
El mantenimiento es menos frecuente y costos por ser un equipo estático	El mantenimiento es más frecuente y de mayor costo por involucrar partes rotativas
El impacto ambiental es mínimo, esta predominado por el uso de áreas de terreno o tejados de las viviendas	El impacto ambiental es mayor, predomina el impacto visual, ruido, obstaculizaron a las aves, grasas y aceites para las partes móviles.
La seguridad durante la instalación y operación de los equipos tiene asociado peligros y riesgos no significativos y que pueden ser controlados.	La seguridad durante la instalación y operación de los equipos tiene asociado peligros y riesgos significativos pero que pueden ser controlados.

Tabla 3.1: Ventajas y desventajas de los sistemas fotovoltaicos y eólicos a instalarse en Viviendas urbanas del área de concesión de Edelnor.

### **3.3 DESARROLLO DE LA PROPUESTA DE SOLUCION**

A continuación se presenta un diagrama de flujo en la Fig. 3.2, de las actividades que se realizaran para la implementación del piloto.

Edelnor S.A.A. cuenta con certificación ISO 14001, por tanto tiene como objetivo y el compromiso de contribuir con la mitigación de los impactos ambientales, entendiendo que puede implementar en sus clientes que consumen energía eléctrica utilicen fuentes renovables para su abastecimiento además del uso eficiente de energía, como sabemos existe un alto porcentaje de energía generada por centrales térmicas las cuales a su vez incrementan la emisión de CO2 contaminando el ambiente.

#### **3.3.1 GESTION DE LOS PROCESOS**

Ver Figura 3.2: Procesos de implementacion de sistemas fotovoltaicos a clientes de Edelnor



Figura 3.2: Procesos de implementación de sistemas fotovoltaicos a clientes de Edelnor.

## I. Descripción del Estudio de MDL

El propósito del estudio es reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), mediante la instalación de generación de electricidad en clientes de baja tensión del área de concesión de Edelnor, el Estudio Piloto “Instalación de 500 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red en viviendas residenciales del área de concesión de Edelnor de la ciudad de Lima” permitirá generar hasta 500 kW de potencia efectiva, lo que reducirá de manera proporcional la emisión de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) por el desplazamiento de la generación de energía eléctrica proveniente de las centrales térmicas del Sistema Interconectado SEIN-NACIONAL. Las reducciones de la emisión de GEI serán estimadas y presentada en los siguientes capítulos de esta investigación.



Fig. 3.3: Sistema fotovoltaico instalados en viviendas urbanas



Fig. 3.4: Esquema de Sistema fotovoltaico en viviendas urbanas

La generación de energía eléctrica con fuente solar permite desplazar la generación de centrales térmicas en la misma potencia y reduce las emisiones de GEI, porque se evita la liberación del CO<sub>2</sub> a la atmósfera. Las estimaciones internacionales de reducción de emisiones que se deberán alcanzar durante el periodo de cumplimiento del financiamiento se realizan en toneladas métricas de carbono equivalente, según la línea base para estudios de energías renovables la equivalencia de mitigación de Ton CO<sub>2</sub> /MWh será determinado por las características del sistema interconectado, la misma que presentaremos en los próximos acápite de este documento.

El estudio cumple con las regulaciones peruanas para el suministro de energía a los clientes y las normativas que se indican en este documento. Este estudio será la base referencial para futuros proyectos a implementarse en el país, puesto que está alineado dentro de los objetivos del país de contribuir con la mitigación de los impactos ambientales y la reducción de los gases de efecto invernadero GEI.

Para calcular el total de reducción de Emisiones del estudio se usara la metodología de línea base:

- AM0005 Pequeñas aplicaciones de generación eléctrica renovable (cero emisiones) conectada a red

La metodología simplificada de línea base para actividades de estudios seleccionados de pequeña escala, permite calcular las reducciones de emisiones que se logran por la sustitución de la generación de energía eléctrica por el proyecto, cuando suministran electricidad renovable al SEIN.

**Las contribuciones del estudio al desarrollo sostenible son:**

- 1) Brinda la posibilidad de generación de energía eléctrica renovable, compensando el uso de recursos no renovables (carbón, el petróleo, y el gas); con lo cual se evita las emisiones de CO<sub>2</sub> (que contribuyen al calentamiento global) de las centrales térmicas del SEIN.
- 2) Creación de fuentes de trabajo asociados con el estudio, con las instalaciones y con la operación, el presupuesto previsto para la financiación de la construcción y desarrollo será invertido localmente en la ejecución de trabajos y con el personal propio operativo.
- 3) La instalación de generación con sistemas fotovoltaicos permite resolver los problemas de calidad de tensión a los clientes, esto posibilita la mejora de calidad del servicio eléctrico y para Edelnor representa la disminución de compensaciones económicas por incumplimiento de la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos. Uno de los criterios de selección del lugar de instalación será instalar los sistemas fotovoltaicos a clientes con problemas de calidad de niveles los cuales quedaran resueltos con este estudio.
- 4) En el presente caso la empresa Edelnor es el propietario de los sistemas fotovoltaicos instalados en las viviendas de los clientes, en esta situación Edelnor recibirá una contribución por la venta de energía al cliente, según la normativa vigente no existen referencias anteriores ni tratativas de facturación especiales, por tanto solo se podrá cobrar la tarifa regulada. El beneficio será la menor energía comprada a los generadores del SEIN.

## UBICACIÓN DEL PROYECTO



Fig. 3.5: Plano de Ubicación del Estudio en el SEIN

### Tecnología a ser empleada en el Estudio Piloto

La energía solar en las viviendas del distrito de Los Olivos será utilizado para la instalación como fuente de generación eléctrica a través de paneles solares instalado en los techos de 500 viviendas, sumando un total de 500 kW

Carga típicas de las viviendas seleccionadas:

- 20 focos ahorradores.
- 01 Radio o reproductor de CD/DVD.
- 04 ventiladores.
- 01 Refrigerador.
- 01 computador.
- 01 Televisor a color de 20".

Las instalaciones incluirán:

- *Módulos fotovoltaicos, en arreglos de 6x195 Wp = 1170 Wp*
- *Inversor para la conexión a red, la potencia,  $\geq 1170 W$*
- *Dispositivo de intercambio con la red eléctrica*
- *Contador de energía bidireccional*

*Accesorios:*

- *Soportes metálicos para el arreglo de los paneles solares*
- *Cableado*
- *Equipos de protección, control*
- *Tablero para equipos*

Respecto a los equipos de protección y control el sistema contará con las protecciones contra corrientes de cortocircuitos y el control (dispositivo de intercambio con la red) considerara elementos de desconexión y conexión automática ante ausencia de tensión de la red dejando aislado el sistema fotovoltaico alimentando solo la carga de la vivienda.

**Paneles solares:**

## **ON-GRID SOLAR SYSTEM CNCQ-1000W**

### **Characteristics:**

1. Can provide electricity for 6-8h/days
2. Solar modules for peak power:1000 Wp .
3. The output voltage to: 220 VAC +10% (Or 115VAC +10%)
4. Max Peak Power in one days (6-8 Hours) 6000-8000W
5. The maximum power load for the system: 800 W.
6. Protection:Battery Charger Protection,Battery Low Voltage Protection,Overload Protection Short Circuit Protection,Thermal Protection,Fault Indication Function

1000W solar system canpower the following

- 20 Energy Saver Bulbs
- 1 Radio or CD/DVD player
- 4 Fan
- 1 Refrigerator
- 1 Desktop / Laptop
- 1 20" Colour TV



Fig. 3.6: Sistema de Paneles Solares con Dispositivo de Conexión a Red Eléctrica ON-GRID  
(Fuente: Geebo Electronic Technology Co., Ltd – China)

## Inversor para conexión a red

### SUNNY BOY 2000HF / 2500HF / 3000HF

La nueva generación de inversores con separación galvánica (ver fig. 4.6), los Sunny Boy HF, dotados de la tecnología más moderna de SMA, ofrecen los mayores rendimientos de todos los inversores con transformador de esta clase de potencia. Con el sistema de conexión de CC SUNCLIX, la toma a tierra del generador enchufable (opcional) y la configuración de rápido acceso Quick Module, la instalación se vuelve aún más fácil, gracias a su reducido peso también desde el punto de vista físico.

El amplio rango de tensión de entrada de 175 a 700 voltios permite un diseño de la instalación extremadamente flexible.

Además, la moderna pantalla gráfica y la comunicación inalámbrica de la instalación por Bluetooth hacen que los equipos sean particularmente fáciles de usar.

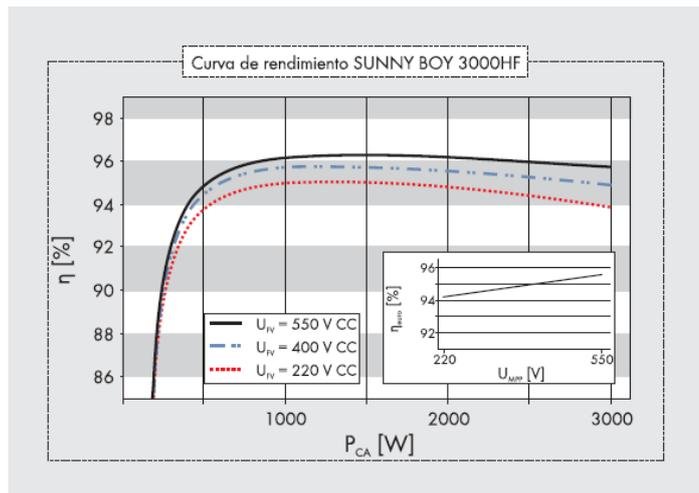


Fig. 3.7: Dispositivo de Conexión a Red Eléctrica ON-GRID (Fuente: Sunny Boy - USA)

Se aplicará un programa regular de operación y mantenimiento del equipo de sistema fotovoltaico; el estudio considera las futuras ampliaciones en otros clientes de baja tensión

El estudio potenciara la experiencia del equipo de trabajo, ingenieros y técnicos puesto que representa la aplicación de tecnología innovadora en el Perú, que además cuida el

ambiente disminuyendo la emisión de CO<sub>2</sub>, entonces proporcionara los siguientes beneficios complementarios:

- Brinda entrenamiento al trabajador peruano, para la operación y el mantenimiento.
- Sirve como ejemplo de los beneficios ambientales que se logra con la aplicación de fuentes renovables en clientes de viviendas urbanas.
- Internaliza los riesgos financieros y técnicos por ser el primer estudio de su tipo, disminuyendo estos riesgos para futuros proyectos similares.
- Expandiendo el conocimiento mecanismo de desarrollo limpio para este tipo de actividad.

En el Capítulo II, título 2.1.1, se describe la experiencia en Europa donde se ha implementado el Programa Alemán “1000 tejados solares”

## II. Detalle de costos del Estudio.

### - Sistemas Fotovoltaicos conectados a la red

Sistemas para usuarios conectados a la red	≈ 4240.00 US\$ /kWp (IGV incluido)
Paneles solares 6*195 W	US\$ 3200.00
Inversor para conexión a red 12Vcc/230Vca-60Hz	US\$ 540.00
Contador de energía kWh	US\$ 200.00
Instalación y servicio técnico	<u>US\$ 300.00</u>
Precios Total (incluye el IGV)	US\$ 4240.00

En las figuras 3.6 y 3.7 se muestran equipos que se ofrecen actualmente en el mercado.

### Inversiones en equipamiento para los Sistemas Fotovoltaicos en 500 viviendas urbanas

Descripcion	Costo Total Estimado (\$)
Instalación y suministro de 500 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red (Paneles solares de 6x195 Watts)	2120000.00
Costos de Ingeniería/Contingencias imprevistos	106000.00
<b>TOTAL COSTO ESTIMADO</b>	<b>2226000.00</b>

Tabla 3.2: Inversión en equipamiento de sistemas fotovoltaico en 500 viviendas urbanas

### Costos Anuales de Operación y Mantenimiento

De acuerdo a estándares de ejecución de proyectos de Edelnor, con sistemas de paneles solares, se asume que los costos de mantenimiento equivalen al 1.0 % del costo total de inversión.

Descripcion	Costo Total Estimado (\$) por año
Anual por Operación y Mantenimiento	22260.00
<b>TOTAL COSTO ESTIMADO</b>	<b>22260.00</b>

Tabla 3.3: Costos anuales de operación y mantenimiento

### III. Aplicación de la Línea de Base y Metodología de Monitoreo.

La metodología de línea bases propuestas para ser utilizadas es la siguiente:

- AM0005 Pequeñas aplicaciones de generación eléctrica renovable (cero emisiones) conectada a red

### Descripción de las fuentes y gases incluida en el ámbito del proyecto

CO2 (por desplazamiento de centrales termoeléctricas)

## **Metodología para la demostración y evaluación de la Adicionalidad**

Para demostrar que el estudio tiene barreras y para su implementación y por la tanto es Adicional, se plantean los siguientes pasos:

- 1- Identificar alternativas de la actividad del estudio compatible con leyes obligatorias y regulación
- 2- Análisis de inversión

### **1- Identificar alternativas de la actividad del estudio compatible con leyes obligatorias y regulación**

#### **1.a- Define alternativas a la actividad del estudio**

Entre las alternativas de la actividad del estudio que es la generación de energía eléctrica con fuentes renovables, tenemos que se podría realizar las siguientes actividades:

- 1- Implementar el proyecto sin producción más limpia (P+L).
- 2- La generación de electricidad con paneles solares conectados a la red para disminución de CO<sub>2</sub> de centrales térmicas.
- 3- No implementar el estudio.

#### **1.b- Aplicación de leyes y regulaciones**

- 1- Alternativa 1, la instalación de sistemas fotovoltaicos en viviendas urbanas está regulado por el D.L. 28.832 y por la Ley de Concesiones Eléctricas de 1992 – Ley 25844
- 2- Alternativa 2, está en cumplimiento con el D.L. 28.832 y por la Ley 25844
- 3- Alternativa 3, está en cumplimiento con la Ley 25844 conforme opera actualmente.

## 2- Análisis de inversión

### 2.a- Determinar un apropiado método de análisis

En la alternativa 1, no se producen ingresos porque no se considera los CERs, en este caso solo se producirían ingresos con la venta de energía eléctrica generada, mejora de calidad de niveles de tensión en clientes baja tensión, por esta razón evaluaremos mediante un análisis de benchmark.

### 2.b- Aplicando análisis benchmark

El indicador financiero definido para el proyecto es la TIR de capital y el valor de referencia relevante es el TIR de capital mínimo de toda la inversión que el promotor ha tenido desde su constitución en 1994. Este valor se indica en el punto 2.c.

## IV. Reducción de Emisiones

- **Estimación de Generación de energía eléctrica generada por los 500 sistemas fotovoltaicos en la ciudad de Lima**

Para este fin se ha tomado en cuenta lo siguiente:

$$\text{Energía generada}_{\text{año}} = P * n * h_{\text{año}}$$

Donde:

P	=	Potencia Nominal en Watts
n	=	Eficiencia (1-perdidas)
$h_{\text{año}}$	=	Hora de sol al año

La potencia nominal del sistema fotovoltaico es de 1170 Watts, estimando las pérdidas en un 10 %, se tiene la potencia total efectiva de 1053 Watts. Adicionalmente según los datos estadísticos del INEI (Ver Anexo 2: Total Anual de Horas Sol por Departamento) la cantidad de horas de sol al año en el Departamento de Lima será de 1480 horas equivalentes (he).

La energía total anual estimada por cada sistema fotovoltaico es la siguiente:

$$\text{Energía Generada}_{\text{año}} = 1170 * 0.90 * 1480 = 1558.44 \text{ KW-h}$$

La energía total anual estimada para los 500 sistemas fotovoltaicos será:

$$\text{Energía Generada}_{\text{año}} = 500 * 1558.440 = 779220.00 \text{ KW-h}$$

- **Factor de Emisión**

El factor de emisión se puede calcular por el método AMS-ID.

Se asumió para calcular el desplazamiento de emisiones de CO<sub>2</sub> por otra centrales térmica, en un valor igual a **0.5470 Ton CO<sub>2eq</sub>/MWh**. (FONAM Fondo Nacional del Ambiente – Perú, 2007)

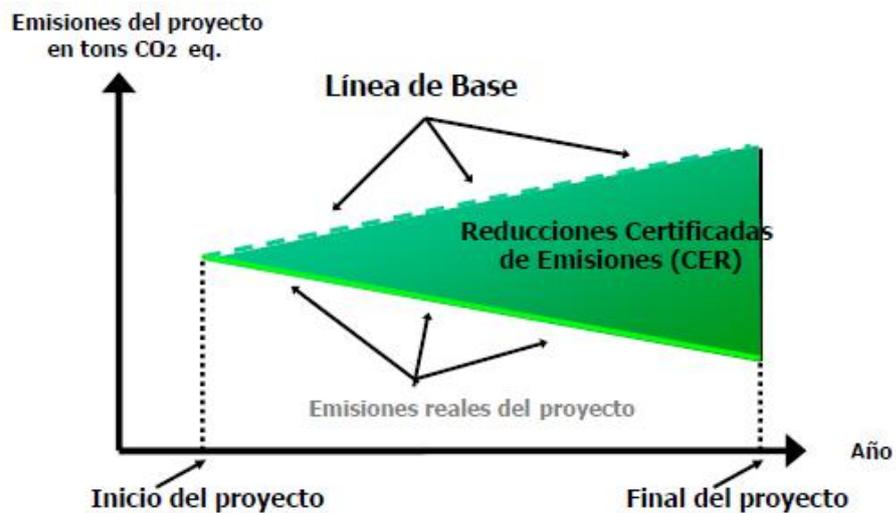


Fig. 3.8: Diagrama demostrativo de la reducción de emisiones

- **Estimación de la Reducción de emisiones**

Si sabemos que la energía generada anual por los 500 sistemas fotovoltaicos es de 779220.00 kW-H o 779.22 MW-H, entonces podemos determinar las Ton CO<sub>2</sub> desplazadas. Lo que será igual a:

$$\text{tCO}_2 = 779.22 * 0.5470 = 426.2 \text{ tCO}_2 \text{ por año}$$

El período escogido que acredita es uno de 7 años con 2 periodos opcionales de créditos adicionales.

Las reducciones de emisiones estimadas para el periodo de crédito elegido son como sigue:

Año	Estimación anual de Reducción de Emisiones en Ton de CO <sub>2</sub>
2012	0
2013	426.2
2014	426.2
2015	426.2
2016	426.2
2017	426.2
2018	426.2
2019	426.2
Total reducciones estimadas (Ton CO <sub>2</sub> )	2983.4
Total número de años de crédito	7
Promedio anual de reducciones estimadas durante el periodo de crédito (Ton CO <sub>2</sub> )	426.2

Tabla 3.4: Estimación de reducción de emisiones CO<sub>2</sub>

Nota: Para el cálculo se utilizó la metodología AM0005 que se detalla en el Anexo I.

## V. Créditos de Carbono y Análisis económico del Estudio

Para el proyecto se ha considerado el valor de Precio CER (Ver Anexo 4: Evolución del precio de bonos de carbono):

$$13 \text{ Euro/ Ton CO}_2\text{equ.} = 16.58 \text{ US\$/ Ton CO}_2\text{equ.}$$

$$\text{Ingreso anual por CER} = 426.2 * 16.58 = \text{US\$ } 7066.39 \text{ por año}$$

- **Estimación de los ingresos por ventas de energía**

Para la estimación de los ingresos por la venta de energía a los usuarios, se toma en cuenta el margen de ganancia entre el precio de venta y precio de compra de energía,

puesto que ahora Edelnor será el generador. Este margen de ganancia lo estimamos en un 60% del precio de venta de energía.

Es decir, según el pliego tarifario del mes de mayo del 2011 (Ver Anexo III), se muestra que el costo de unitario de venta de energía para la tarifa BT5B es igual a:

$$\text{Precio Unitario S/. KW-h} = 0.3261$$

Los ingresos por venta de energía de los 500 sistemas fotovoltaicos serán:

$$\text{Ingresos Venta Energía}_{\text{anual}} = \text{Precio Unitario} * \text{Energía}_{\text{año}}$$

$$\text{Ingresos Venta Energía}_{\text{anual}} = 0.3261 \text{ (S/./kw-h)} * 779220 \text{ (kW-h)}$$

$$\text{Ingresos Venta Energía}_{\text{anual}} = \text{S/. } 254103.60$$

El beneficio o margen de ganancia será el siguiente:

$$\text{Beneficio Venta Energía}_{\text{anual}} = \text{S/. } 152462.10$$

El beneficio o margen de ganancia en US\$, T.C. 2.7 (S/. / US\$) será el siguiente:

$$\text{Beneficio Venta Energía}_{\text{anual}} = \text{US\$ } 56467.4$$

- **Estimación de la ingresos por mejora de niveles de tensión**

En cumplimiento de la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos NTCSE DS-020-97-EM, este beneficio estima la n o compensación por mediciones de mala calidad de tensión en clientes de baja tensión, según la NTCSE indica la cantidad de muestras mensuales para la medición de calidad de producto de niveles de tensión que se realizan:

*“5.1.4 Control...*

*b) Una (1) por cada tres mil (3000) de los puntos de entrega a Clientes en baja tensión atendidos por la empresa distribuidora, con un mínimo de doce (12). La Autoridad puede requerir hasta un diez por ciento (10%) de mediciones adicionales con lecturas válidas sobre esta cantidad.*

*En la selección de puntos se considera la proporción de mediciones monofásicas y trifásicas equivalente a la proporción de tales suministros en baja tensión que atiende el Suministrador.”*

Según la NTCSE la muestra anual de mediciones es la siguiente:

$$\text{Muestra Mensual} = (1/3000) * 1000000 \text{ Clientes} = 333 \text{ clientes}$$

$$\text{Muestra Anual} = 12 * 333 = 4000 \text{ clientes}$$

$$\text{Muestra adicional} = 0.10 * 4000 = 400 \text{ clientes}$$

$$\text{Muestra total anual} = 4400 \text{ clientes}$$

Según las estadísticas que se muestran en el Anexo IV el 11% de las mediciones son de mala calidad para los clientes. Para el 2006 la cantidad de mediciones de con mala calidad de tensión fue de 578 clientes.

Adicionalmente sabemos que para el año 2006 el total de compensación por mala calidad de los niveles de tensión fue de US\$ 122000.00

Entonces podemos estimar que la compensación promedio por cada cliente con mala calidad de tensión es equivalente a:

$$\text{Compensación por cliente} = 122000 / 578 = \text{US\$ } 211.07$$

El beneficio estimado por evitar la compensación por mala calidad del servicio o producto (mala calidad de niveles de tensión) será:

$$\text{Beneficio por No compensación por Mala calidad} = 500 * 211.07$$

$$\text{Beneficio por No compensación por Mala calidad} = \text{US\$ } 105535.00$$

### 3.4 PLAN DE IMPLEMENTACION

Según lo indicado en el acápite 3.1 de Estrategia de Solucion, el plan de implementacin sera el siguiente:

#### 3.4.1 METODOLOGIA PARA DESAROLLAR EL ENTREGABLE

- Diagnostico
- Programa de implantación
- Planificación
  - Diseño del sistema fotovoltaico conectado a la red
  - Tecnología de equipos a utilizar
  - Criterios de selección de lugar de instalación del Proyecto Piloto
  - Modalidades de financiamiento y tarifas
- Integración de la documentación
- Implementación
  - Instalación de los Sistemas fotovoltaicos
  - Capacitación del personal y usuarios
- Auditorias

- Actividades de mantenimiento
  - Mediciones y controles
  - Fallas de Planificación y diseño
  - Fallas de instalación y operacionales
- Revisión por la dirección
  - Recomendaciones de mejora del sistema
  - Recomendaciones de Normativas
  - Conclusiones y recomendaciones

### 3.4 DIAGRAM DE GANNT

Actividades	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6
○ Diagnostico	X					
○ Programa de implantación	X					
○ Planificación	X	X				
▪ Diseño del sistema fotovoltaico conectado a la red	X	X				
▪ Tecnología de equipos a utilizar		X				
▪ Criterios de selección de lugar de instalación del Proyecto Piloto		X				
▪ Modalidades de financiamiento y tarifas		X				
○ Integración de la documentación		X	X			
○ Implementación			X	X		
▪ Instalación de los Sistemas fotovoltaicos				X		
▪ Capacitación del personal y usuarios			X			
○ Auditorias					X	X
▪ Actividades de mantenimiento					X	X
▪ Mediciones y controles						X
▪ Fallas de Planificación y diseño						X
▪ Fallas de instalación y operacionales						X
○ Revisión por la dirección						X
○ Recomendaciones de mejora del sistema						X
○ Recomendaciones de Normativas						X
○ Conclusiones y recomendaciones						X

Tabla 3.5: Cronograma del Plan de Implementación

## **CAPITULO IV: RESULTADOS**

### **4.1. RESULTADOS OPERATIVOS**

#### **4.1.1 DEFINICIÓN DEL ESTRATO QUE SE HA DE TRABAJAR**

El sector de gestión ambiental e innovación tecnológica realiza varias actividades generales que se enfocan según el marco general de la gestión de proyectos de innovación aplicados a la conservación del medioambiente y el desarrollo sostenible.

En el presente trabajo tal como se ha definido en el capítulo II tiene como alcance la implementación de estudios de sistemas de generación con fuentes renovables (fotovoltaicos) conectados a la red en viviendas de la zona de concesión de Edelnor S.A.A. Por lo que expuesto en el capítulo IV, el consumo de energía se ha incrementado en los últimos años, obligando la implementación de nuevas centrales de generación eléctrica, habiendo sido las centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles las que más se han implementado.

El estrato donde se ha trabajar es el área de gestión ambiental y de innovación tecnológica.

#### **4.1.2 EQUIPO DE TRABAJO**

El Área de Gestión Ambiental e Innovación Tecnológica esta conformado por personal técnico y profesional de ingeniería, los mismos que se apoyan con el staff de ingenieros ambientalistas y electricistas de la Gerencia de Recursos Humanos, adicionalmente también se tiene la disponibilidad del personal del Área de Proyectos de Transmisión de la Gerencia Técnica.

El personal técnico es el encargado de realizar las inspecciones de las instalaciones, identificar los aspectos ambientales y evaluar los riesgos de los impactos ambientales, se encargan de definir las actividades correctivas a realizarse sobre ellos, programar su ejecución y verificar los resultados de las actividades definidas.

El personal profesional, son los ingenieros analistas, de especialidad ingeniería eléctrica y especialistas ambientales, los cuales tiene como función de elaborar los planes de gestión ambiental en función a la estrategia que defina la Jefatura del Área.

El equipo de trabajo abarca al personal técnico y a los ingenieros. Estas son las personas claves del proceso.

#### 4.1.3 IMPLEMENTAR EL MODELO

La mejora en el proceso de gestión ambiental, con el estudio para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> con la instalación de sistemas fotovoltaicos en viviendas urbanas se ha evaluado desde el punto de vista de desarrollo sostenido, de la manera siguiente:

En el modelo inicial, no existen aplicaciones de desarrollo sostenido.

En la mejora al modelo de gestión ambiental, se está introduciendo la aplicación de los MDL y introduciendo nuevas tecnologías ecoeficientes. Con ayuda de las herramientas se busca lograr un cambio aplicativo.

Aplicando la ecoeficiencia pasa a un modelo que busca la sostenibilidad del proceso:

#### 4.1.4 RESPUESTA DE LOS INDICADORES

Para verificar el impacto de la aplicación de la ecoeficiencia en el proceso de gestión ambiental para mitigar los impactos ambientales, se tomará en cuenta tres actividades en los cuales se ha llevado a cabo las mejoras:

Indicadores operativos para estas aplicaciones se reflejan en el siguiente cuadro:

Deficiencia	Indicador	Indicador operativo		Indicador Operativo	
		Actividad correctiva	Indicador (cantidad)	Actividad Actual	Indicador (cantidad)
Mala calidad del producto niveles de tensión	Nivel de tensión fuera de rango permitido	Instalar los paneles en clientes con mala calidad de tensión	5%	Cientes con mala calidad de niveles de tensión sin fotovoltaico	11%
Consumo de energía generada por centrales térmicas fuentes no renovables	Calculo de consumo de energía de la red del SEIN	Consumir energía de los sistemas fotovoltaicos	80%	Consumo de energía kW de la red	100%
Emisión de CO <sub>2</sub> de las centrales termias del SEIN	Calculo de emisiones de CO <sub>2</sub> desplazados	Disminuir las emisión de CO <sub>2</sub> por consumo de sistemas fotovoltaicos	80%	Emisiones CO <sub>2</sub> por Consumo de energía de fuentes no renovables	100%

Tabla 4.1 Indicadores

#### 4.2 RESULTADOS ECONOMICOS FINANCIEROS

En esta parte del presente trabajo se mostraran los resultados económicos obtenidos por la aplicación de la mejora en el proceso de gestión ambiental e innovación tecnológica.

ANALISIS ECONOMICO DEL PROYECTO - SIN FINANCIAMIENTO DE EDELNOR  
 INSTALACION DE 500 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN CLIENTES BT DE EDELNOR - NO FINANCIADO

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	...21
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2034
Ingresos por venta de energia de SFD	0	56467.4	56467.4	56467.4	56467.4	56467.4	56467.4	56467.4	56467.4	56467.4
Beneficio por evitar compensacion por mala calidad de tension	0	105535	0	0	0	0	105535	0	0	0
Financiamiento de Edelnor S.A.A.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total Ingresos (sin Ingresos CERs)</b>	<b>0</b>	<b>162002.4</b>	<b>56467.4</b>	<b>56467.4</b>	<b>56467.4</b>	<b>56467.4</b>	<b>162002.4</b>	<b>56467.4</b>	<b>56467.4</b>	<b>56467.4</b>
Inversion inicial	2226000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo OyM Anual de Planta Generadora	0	22260	22260	22260	22260	22260	22260	22260	22260	22260
<b>Total Egresos</b>	<b>2226000</b>	<b>22260</b>	<b>22260</b>	<b>22260</b>	<b>22260</b>	<b>22260</b>	<b>22260</b>	<b>22260</b>	<b>22260</b>	<b>22260</b>
<b>Total ( Egresos - Ingresos) (Sin ingresos CERs)</b>	<b>-2226000</b>	<b>139742.4</b>	<b>34207.4</b>	<b>34207.4</b>	<b>34207.4</b>	<b>34207.4</b>	<b>139742.4</b>	<b>34207.4</b>	<b>34207.4</b>	<b>34207.4</b>
TIR (Sin ingresos CERs)	-4%									
VAN (Sin ingresos CERs) (TASA 14%)	-1810010									

Tabla 4.2: Análisis económico del estudio – Sin financiamiento de Edelnor

ANALISIS ECONOMICO DEL PROYECTO  
 INSTALACION DE 500 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN CLIENTES BT DE EDELNOR - NO FINANCIADO

	0 2012	1 2013	2 2014	3 2015	4 2016	5 2017	6 2018	7 2019	...22 2034
Total ( Egresos - Ingresos) (Sin ingresos CERs)	-2226000	139742.4	34207.4	34207.4	34207.4	34207.4	139742.4	34207.4	34207.4
TIR (Sin ingresos CERs)	-4%								
VAN (Sin ingresos CERs) (TASA 14%)	-1810010								
ERs por desplazamiento generacion (AMS-ID)		7066.39	7066.39	7066.39	7066.39	7066.39	7066.39	7066.39	7066.39
Total ERs del Proyecto		7,066.39	7,066.39	7,066.39	7,066.39	7,066.39	7,066.39	7,066.39	7,066.39
ERs - Periodo del credito 7 años	30,303								
ERs - Periodo del credito 14 años	42,413								
ERs - Periodo del credito 21 años	47,648								
Incorporado al Flujo Econ. Benef. CERs P.c. 7 años	-2226000	146808.79	41273.79	41273.79	41273.79	41273.79	146808.79	41273.79	
Incorporado al Flujo Econ. Benef. CERs P.c. 14 años	-2226000	146808.79	41273.79	41273.79	41273.79	41273.79	146808.79	41273.79	
Incorporado al Flujo Econ. Benef. CERs P.c. 21 años	-2226000	146808.79	41273.79	41273.79	41273.79	41273.79	146808.79	41273.79	41273.79
TIR 7 años	-25.05%								
TIR 14 años	-9.92%								
TIR 21 años	-3.56%								

Tabla 4.3: Análisis económico del estudio – Sin financiamiento de Edelnor, incluyendo Certificados de Reducción de Emisiones CER's

ANALISIS ECONOMICO DEL PROYECTO - CON FINANCIAMIENTO DE EDELNOR 82% MONTO DE INVERSION  
 INSTALACION DE 500 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN CLIENTES BT DE EDELNOR - NO FINANCIADO

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	...21
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2034
Ingresos por venta de energia de SFD	0	56467.4	56467.4	56467.4	56467.4	56467.4	56467.4	56467.4	56467.4	56467.4
Beneficio por evitar compensacion por mala calidad de tension	0	105535	0	0	0	0	105535	0	0	0
Financiamiento de Edelnor S.A.A.	1825320	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total Ingresos (sin Ingresos CERs)</b>	<b>1825320</b>	<b>162002.4</b>	<b>56467.4</b>	<b>56467.4</b>	<b>56467.4</b>	<b>56467.4</b>	<b>162002.4</b>	<b>56467.4</b>	<b>56467.4</b>	<b>56467.4</b>
Inversion inicial	2226000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo OyM Anual de Planta Generadora	0	22260	22260	22260	22260	22260	22260	22260	22260	22260
<b>Total Egresos</b>	<b>2226000</b>	<b>22260</b>	<b>22260</b>	<b>22260</b>	<b>22260</b>	<b>22260</b>	<b>22260</b>	<b>22260</b>	<b>22260</b>	<b>22260</b>
<b>Total ( Egresos - Ingresos) (Sin ingresos CERs)</b>	<b>-400680</b>	<b>139742.4</b>	<b>34207.4</b>	<b>34207.4</b>	<b>34207.4</b>	<b>34207.4</b>	<b>139742.4</b>	<b>34207.4</b>	<b>34207.4</b>	<b>34207.4</b>
TIR (Sin ingresos CERs)	<b>15%</b>									
VAN (Sin ingresos CERs) (TASA 14%)	<b>15310</b>									

Tabla 4.4: Análisis económico del estudio – Con financiamiento de Edelnor

ANALISIS ECONOMICO DEL PROYECTO  
 INSTALACION DE 500 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN CLIENTES BT DE EDELNOR - NO FINANCIADO

	0 2012	1 2013	2 2014	3 2015	4 2016	5 2017	6 2018	7 2019	...22 2034
Total ( Egresos - Ingresos) (Sin ingresos CERs)	-400680	139742.4	34207.4	34207.4	34207.4	34207.4	139742.4	34207.4	34207.4
TIR (Sin ingresos CERs)	15%								
VAN (Sin ingresos CERs) (TASA 14%)	15310								
ERs por desplazamiento generacion (AMS-ID)		7066.39	7066.39	7066.39	7066.39	7066.39	7066.39	7066.39	7066.39
Total ERs del Proyecto		7,066.39	7,066.39	7,066.39	7,066.39	7,066.39	7,066.39	7,066.39	7,066.39
ERs - Periodo del credito 7 años	30,303								
ERs - Periodo del credito 14 años	42,413								
ERs - Periodo del credito 21 años	47,648								
Incorporado al Flujo Econ. Benef. CERs P.c. 7 años	-400680	146808.79	41273.79	41273.79	41273.79	41273.79	146808.79	41273.79	
Incorporado al Flujo Econ. Benef. CERs P.c. 14 años	-400680	146808.79	41273.79	41273.79	41273.79	41273.79	146808.79	41273.79	
Incorporado al Flujo Econ. Benef. CERs P.c. 21 años	-400680	146808.79	41273.79	41273.79	41273.79	41273.79	146808.79	41273.79	41273.79
TIR 7 años	8.05%								
TIR 14 años	15.04%								
TIR 21 años	16.84%								

Tabla 4.5: Análisis económico del estudio – Con financiamiento de Edelnor, incluyendo Certificados de Reducción de Emisiones CER's

**Apreciación final:**

Habiéndose realizado la evaluación del flujo de caja concluimos que el estudio solo es posible implementarlo si la empresa Edelnor S.A.A. invierte sin retorno el 82% del monto total de la inversión inicial.

La evaluación efectuada sin financiamiento de la empresa no es factible económicamente ya que arroja un valor de TIR del -4% y un VAN de US\$ -1810010.00 en un periodo de 21 años, aun incluyendo los Bonos CER donde se consigue un TIR de -3.5% para el mismo periodo.

La evaluación efectuada con financiamiento de la empresa solo será posible si se invierte sin retorno hasta el 82% del total de la inversión inicial, en este caso se obtiene un TIR del 15% y un VAN de US\$ 15310.00, se deduce que los Bonos CER no tienen mayor efecto sobre los beneficios ya que al considerarlos se obtiene un TIR de 16.8% por un periodo de 21 años.

En el capítulo siguiente se realiza un mayor análisis de la viabilidad de la implementación de estos sistemas a nivel del país, considerando los diferentes niveles de radiación solar, la proyección de los costos de la tecnología y los costos de generación de energía eléctrica según la última subasta del año 2011 con fuentes de generación solares.

## **CAPITULO V: DISCUSION DE RESULTADOS**

### **5.1 ANALISIS DE RESULTADOS**

A continuación presentamos un análisis de la viabilidad técnico y económico para la implementación de esta alternativa de investigación en nuestro país, para esto tomaremos en cuenta diversos factores considerando, Programas de Implementación Eficiente de Sistemas de Micro generación Distribuida en clientes domiciliarios, Fuente de Energía Solar en diferentes partes del país por departamento mediante el Atlas Solar y Evaluación económica considerando el potencial solar y priorizando la inversión según el análisis de costo de cada lugar. Asimismo se consideran para el análisis de los próximos 21 años, el incremento del factor de emisión del sistema interconectado nacional debido al incremento anual de la demanda de energía que bordea el 5% y 6%, también se consideran el avance de la tecnología que se refleja en el menor costo de los paneles solares y otros insumos de los sistemas solares, además se consideran los costos de generación de energía eléctrica con fuentes renovables teniendo como referencia la última subasta de energía solar 2011 en nuestro país, otro aspecto que consideraremos son las aplicaciones legales en otros países los cuales han incentivado la inversión en estos sistemas de micro generación con paneles solares.

#### **5.1.1 VIABILIDAD TECNICA**

En el Atlas Solar del SENHAMI tenemos el total anual de horas de sol por cada departamento del país (Anexo II: Total Anual de Horas de Sol según Departamento, 1990 - 2003), con la cual elaboramos el cuadro de prioridades para la inversión en este tipo de estudios:

**PRIORIZACION DE INVERSION POR DEPARTAMENTO**

<b>DEPARTAMENTO</b>	<b>HORAS DE SOL ANUAL</b>	<b>AÑO</b>	<b>PRIORIDAD DE INVERSION</b>
Moquegua	3384,8	2002	1
Arequipa	3323,9	2002	2
Puno	3191,4	1995	3
Ica	2783,4	2002	4
Tacna	2508,6	2002	5
Junín	2507,5	2002	6
Piura	2493,1	2002	7
Lambayeque	2398,4	2002	8
Cajamarca	2113,6	2002	9
Huánuco	2073,3	2002	10
Cuzco	2037,0	2002	11
Ucayali	2012,1	2002	12
Ancash	1930,3	2002	13
Apurímac	1838,3	1999	14
Loreto	1674,2	2002	15
Lima	1480,0	2003	16
San Martín	1461,4	1998	17
Amazonas	...		18
Ayacucho	...		
Huancavelica	...		
La Libertad	...		
Madre de Dios	...		
Pasco	...		
Tumbes	...		

Tabla 5.1 Horas de Sol anual y Priorización de Inversión  
Fuente: Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología

## 5.1.2 VIABILIDAD ECONÓMICA

### 5.1.2.1 PROYECCIÓN DE EMISIONES DE CO2

Considerando los estudios del Ministerio de Energía y Minas del Plan Referencial de Electricidad 2008 – 2017, indican que el Plan de Expansión de la Generación y Transmisión para el Escenario de Crecimiento de la Demanda Medio (Escenario Base), y su correspondiente programa de inversión, son los que se presentan en el Cuadro N° RE-05.

Asimismo se considera Los balances oferta – demanda de energía eléctrica de los planes de expansión para el Escenario de Oferta Base y el Escenarios de Demanda Base, lo que se presentan en el Gráfico N° RE-23.

Otro aspecto es la estimación de emisiones contaminantes de CO<sub>2</sub>, en toneladas por año, producidas por las centrales de generación térmicas para los escenarios de demanda Medio, la cual se presenta en el Gráfico N° RE-35.

**Gráfico N° RE-35**

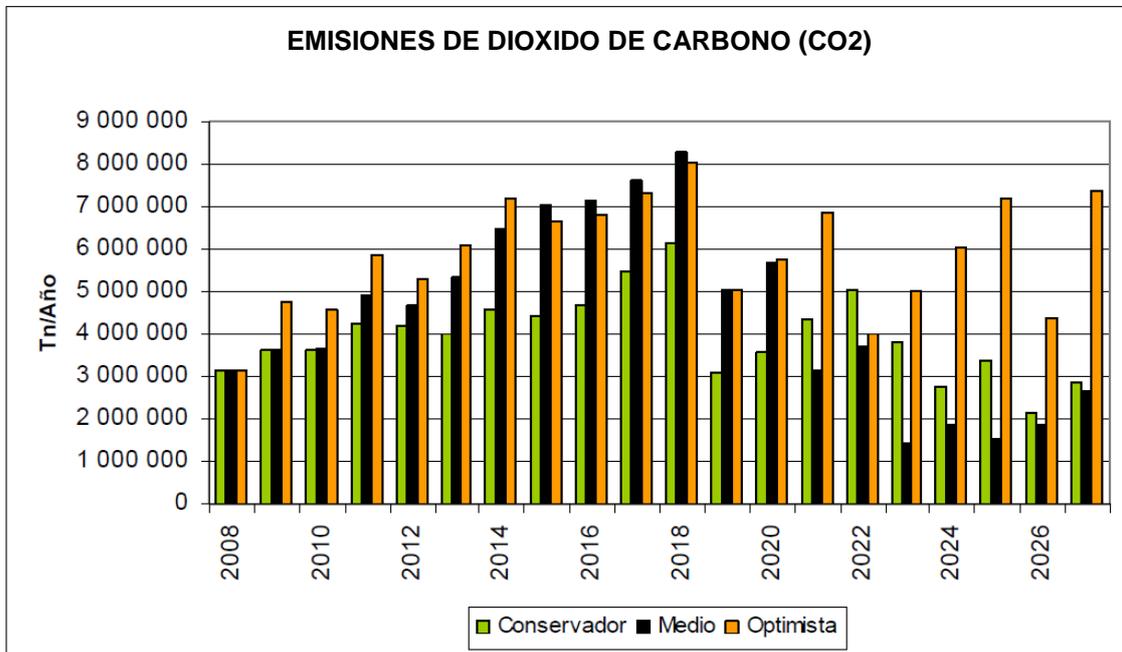


Fig. 5.1 Emisiones de Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>)  
Fuente: Ministerio de Energía y Minas

## Cuadro N° RE-05

## PLAN REFERENCIAL DE ELECTRICIDAD 2008-2017

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN  
ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO - ESCENARIO BASE

## A) Horizonte de Mediano Plazo (2008-2017)

Año	Central	Tipo	Zona del SEIN	Capacidad MW	Inversión Millones US\$
2009	C.T. Oquendo	Gas Natural	Centro	30	Ejecutado
	C.H. La Joya	Hidráulica	Sur	9,6	Ejecutado
	C.H. Poechos	Hidráulica	Norte	10	Ejecutado
	Calana (Traslado y Conversión a GN) <sup>1</sup>	Gas Natural	Centro	24	Ejecutado
	Mollendo (Traslado y Conversión a GN) <sup>1</sup>	Gas Natural	Centro	70	Ejecutado
	C.T. Paita	Gas Natural	Norte	30	Ejecutado
	Platanal	Hidráulico	Centro	220	Ejecutado
	Chilca Turbogas 3	Gas Natural	Centro	176	73
	Kallpa Turbogas 2	Gas Natural	Centro	180	73
2010	TGN Santa Rosa	Gas Natural	Centro	180	81
2011	Turbo Gas Dual	Diesel/GN	Centro	180	81
	BPZ	Gas Natural	Norte	180	73
	Centrales Eólicas <sup>3</sup>	Eólico	Centro	50	75
2012	Machupicchu	Hidráulico	Sur	98	149
	TV1 Cierre de 2 TG Existentes a CC	Gas Natural	Centro	180	193
	TV2 Cierre de 2 TG Existentes a CC	Gas Natural	Centro	180	193
	Ciclo Combinado	Gas Natural	Centro	520	340
	TG1-GN Centro	Gas Natural	Centro	180	81
	Centrales Eólicas <sup>3</sup>	Eólico	Centro	50	75
2013	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas <sup>2</sup>	Hidráulico	SEIN	580	617
	Ciclo Combinado - Norte	Gas Natural	Norte	520	340
	Ciclo Combinado - Sur	Gas Natural	Sur	520	340
	Centrales Eólicas <sup>3</sup>	Eólico	Norte	50	75
	Pequeñas Centrales Hidráulicas <sup>3</sup>	Hidráulico	SEIN	10	17
2014	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas <sup>2</sup>	Hidráulico	SEIN	189	282
	Centrales Eólicas <sup>3</sup>	Eólico	Norte	50	75
	Pequeñas Centrales Hidráulicas <sup>3</sup>	Hidráulico	Norte	15	26
2015	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas <sup>2</sup>	Hidráulico	SEIN	568	741
	Centrales Eólicas <sup>3</sup>	Eólico	Norte	50	75
	Centrales Geotérmicas <sup>3</sup>	Geotérmico	Sur	25	50
	Pequeñas Centrales Hidráulicas <sup>3</sup>	Hidráulico	SEIN	25	43
2016	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas <sup>2</sup>	Hidráulico	SEIN	431	423
	Centrales Eólicas <sup>3</sup>	Eólico	Centro	100	150
	Centrales Geotérmicas <sup>3</sup>	Geotérmico	Sur	50	100
	Pequeñas Centrales Hidráulicas <sup>3</sup>	Hidráulico	SEIN	40	68
2017	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas <sup>2</sup>	Hidráulico	SEIN	120	135
	Centrales Eólicas <sup>3</sup>	Eólico	Centro	100	150
	Centrales Geotérmicas <sup>3</sup>	Geotérmico	Sur	50	100
	Pequeñas Centrales Hidráulicas <sup>3</sup>	Hidráulico	SEIN	53	90
<b>TOTAL SEIN 2009 -2017</b>				<b>6.000</b>	<b>5.384</b>

(1) No incrementa la potencia efectiva del SEIN

(2) Centrales que competirán en los procesos de Licitación y/o Subastas

(3) Centrales de Energía Renovable No Convencional: Eólicas, Geotérmicas y Pequeñas Centrales Hidráulicas

## B) Horizonte de Largo Plazo (2018-2027)

Año	Central	Tipo	Ubicación	Capacidad MW	Inversión Millones US\$
2018	Turbo Gas Dual	Diesel/GN	Norte	180	81
2019	Paquizapango	Hidráulico	Centro	1.540	1.308
2021	Inambari	Hidráulico	Centro	1.355	2.310
2023	Manseriche	Hidráulico	Norte	1.644	3.240
2025	Urubamba	Hidráulico	Centro	735	1.200
<b>TOTAL SEIN 2018 -2027</b>				<b>5.454</b>	<b>8.140</b>
<b>TOTAL SEIN 2008 -2027</b>				<b>11.454</b>	<b>13.524</b>

Tabla 5.2: Plan Referencial de Electricidad  
Fuente: Ministerio de Energía y Minas

**Gráfico N° RE-23**  
**Escenario de Demanda Medio Base – Balance Oferta – Demanda SEIN**

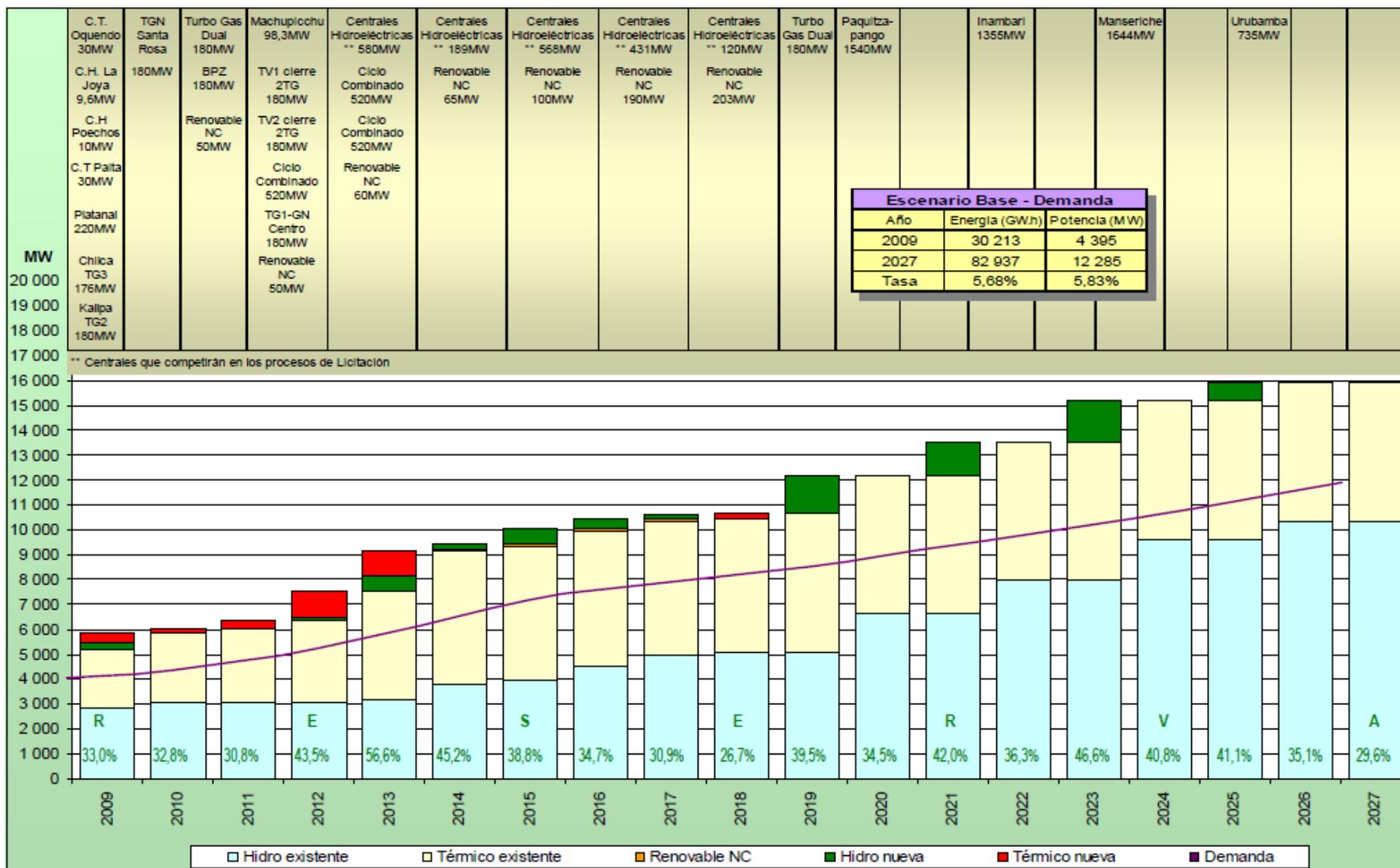


Fig. 5.2: Escenario de Demanda Medio Base – Balance oferta – Demanda SEIN  
 Fuente: Ministerio de Energía y Minas

El Factor de Emisión para la presente investigación es equivalente a **0.5470 Ton CO<sub>2</sub>eq/MWh**. (FONAM Fondo Nacional del Ambiente – Perú, 2007).

### 5.1.2.2 PROYECCIÓN DE LA DISMINUCIÓN DEL COSTO DE LA TECNOLOGÍA

El siguiente análisis corresponde a investigar cual ha sido la variación de precios de los sistemas fotovoltaicos (paneles solares) en los últimos años, la misma que utilizaremos para proyectar los costos en un horizonte al año 2022.

Por ejemplo pudimos comprobar que un panel solar de 180W de una marca determinada tenia los siguientes costos: Noviembre 2007 3,10 €/Wp, Noviembre 2008 2,72 €/Wp, en Enero de 2009 costaba 2,68 €/Wp, Febrero de 2010 costaba 1,44 €/Wp.

En los próximos años producir/vender energía será más barato, y los proyectos serán aun más viables no solo en el aspecto ambiental sino en el económico.

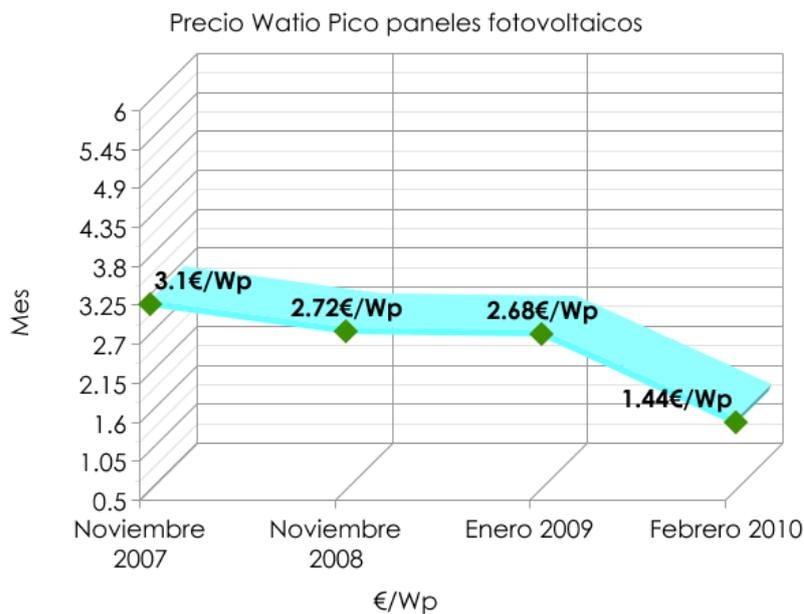


Fig. 5.3: Tendencia de precios de paneles solares  
Fuente: Elaboración propia

A continuación presentamos la proyección del costo de paneles solares en el horizonte de años 2012 al 2026, Proyección con línea de tendencia Potencial, los valores obtenidos son los siguientes:

Año	Costo Panel de 180 Wp (US\$/Wp)
2007	4.89
2008	3.45
2009	2.82
2010	2.44
2011	2.18
2012	1.99
2013	1.85
2014	1.63
2015	1.54
2016	1.47
2017	1.41
2018	1.35
2019	1.31
2020	1.26
2021	1.22
2022	1.18
2023	1.15
2024	1.12
2025	1.09
2026	1.07

Tabla 5.3: Estimación de precios hasta el 2026  
Fuente: Elaboración Propia

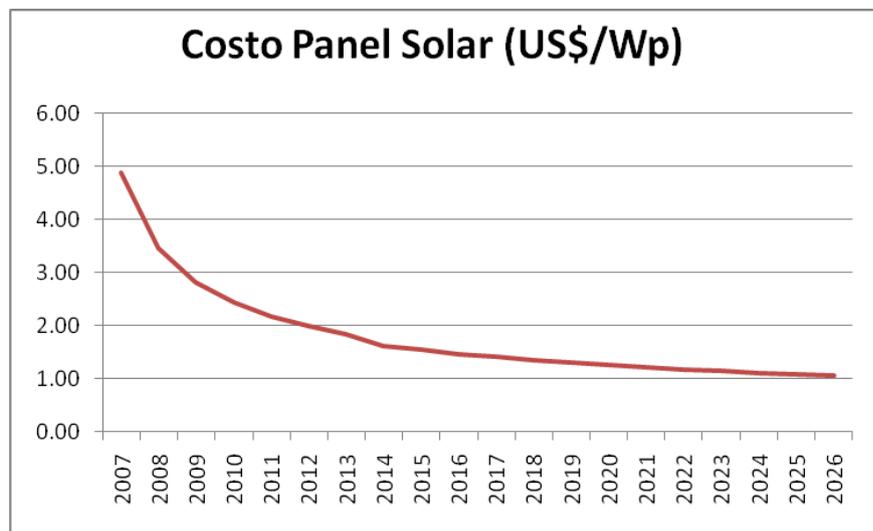


Fig. 5.4: Estimación Costo de Panel Solar  
Fuente: Elaboración Propia

### 5.1.2.3 SUBASTA DE ELECTRICIDAD GENERADA CON ENERGÍA SOLAR

A continuación presentamos un informe del Ministerio de Energía y Minas respecto a la subasta de electricidad generada con recursos Energéticos Renovables (RER) de la cual obtenemos los costos ofertados para cada MWh generado por los sistemas de energía solar en nuestro país.

#### RESULTADOS PRIMERA SUBASTA

La Primera Subasta de la electricidad generada con RER, se desarrolló de acuerdo con el marco normativo para promoción de las energías renovables establecido a fines del año 2008.

Duró aproximadamente un año (agosto 2009 a julio 2010). Su objetivo fue seleccionar mediante un proceso de subasta los proyectos de generación RER con biomasa, eólica, solar y pequeñas hidroeléctricas para el suministro de electricidad al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, teniendo como límites, entre otros, a: a) la fecha máxima para la puesta en operación comercial el mes de diciembre de 2012; b) las cuotas de energía asignadas a tecnología y c) los precios base máximos.

Al no haberse cubierto la totalidad de la energía requerida en el proceso de subasta, se procedió con una segunda convocatoria para cubrir la energía remanente. En tal razón la Primera Subasta RER tuvo dos convocatorias, cuyo detalle se describe a continuación.

#### Primera convocatoria

La primera convocatoria se inició en agosto de 2009 y culminó en marzo de 2010 con la firma, entre el Estado Peruano y los Adjudicatarios, de los contratos de suministro de electricidad con energías renovables.

#### Requerimientos de Energía

*Requerimientos de energía – Primera convocatoria*

Tecnología RER	Biomasa	Eólica	Solar	Total
Energía requerida (GWh/año)	813	320	181	1314

Tabla 5.4: Requerimientos de energía  
Fuente: Ministerio de Energía y Minas

En el caso de las hidroeléctricas RER (menores a 20 MW) el requerimiento fue efectuado por capacidad, hasta un límite de 500 MW.

### Número de Participantes

La primera convocatoria tuvo en total 22 empresas con 33 proyectos participantes, distribuidos según los gráficos siguientes:

Número de participantes – Primera convocatoria

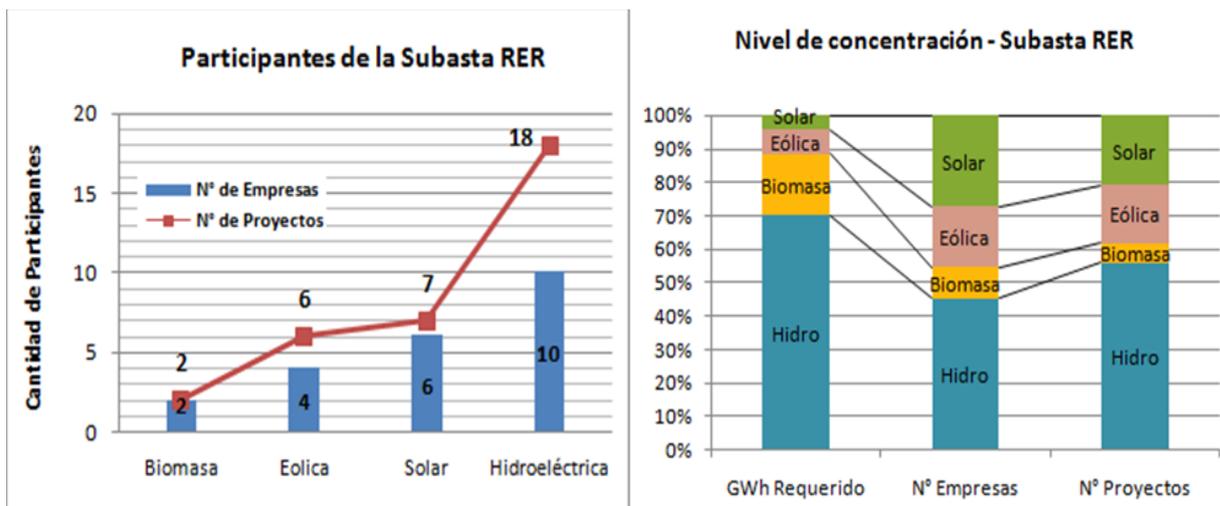


Fig. 5.5: Número de participantes Primera convocatoria  
Fuente: Ministerio Energía y Minas

### Proyectos RER Adjudicados

Como resultado de la subasta RER se adjudicaron contratos de suministro eléctrico a 17 proyectos hidroeléctricos menores a 20 MW, 4 proyectos solares fotovoltaicos, 3 proyectos eólicos y 2 proyectos de biomasa, haciendo un total 411 MW y 1887 GWh/año.

Tecnología	Postor	Proyecto	Punto de Suministro	Precio Ofertado (Ctv US\$/kWh)	Potencia a instalar (MW)	Factor de planta (%)	Energía Adjudicada (GWh/año)	Fecha de Puesta en operación comercial	Condición
Biomasa	Agro Industrial Paramonga S.A.A.	Central de Cogeneración Paramonga I	Paramonga Existente 138 kV	5,200	23,000	57,000%	115,000	31/03/2010	Adjudicado en 1° Ronda
Biomasa	Petramas S.A.C.	Huayacoloro	Cajamarquilla 220 kV	11,000	4,400	73,000%	28,295	01/07/2011	Adjudicado en 1° Ronda
Eólica	Consorcio "Cobra Perú S.A. / Perú Energía Renovable S.A."	Marcona	Marcona 220 kV	6,552	32,000	52,930%	148,378	01/12/2012	Adjudicado en 1° Ronda
Eólica	Energía Eólica S.A.	Central Eólica Talara	Talara 220 kV	8,700	30,000	46,000%	119,673	29/06/2012	Adjudicado en 1° Ronda
Solar	Consorcio Panamericana Solar 20TS (Grupo T-Solar Global, S.A. / Solapack Corporación Tecnología, S.L.)	Panamericana Solar 20TS	Ilo ELP 138 kV	21,500	20,000	28,900%	50,676	30/06/2012	Adjudicado en 1° Ronda
Solar	Grupo T-Solar Global, S.A.	Majes Solar 20T	Repartición 138 kV	22,250	20,000	21,500%	37,630	30/06/2012	Adjudicado en 1° Ronda
Solar	Grupo T-Solar Global, S.A.	Repartición Solar 20T	Repartición 138 kV	22,300	20,000	21,400%	37,440	30/06/2012	Adjudicado en 1° Ronda
Solar	Consorcio Tacna Solar 20TS (Grupo T-Solar Global, S.A. / Solapack Corporación Tecnología, S.L.)	Tacna Solar 20TS	Tacna (Los Héroes) 66 kV	22,500	20,000	26,900%	47,196	30/06/2012	Adjudicado en 1° Ronda
Eólica	Energía Eólica S.A.	Central Eólica Cupisnique	Guadalupe 220 kV	8,500	80,000	43,000%	302,952	29/06/2012	Adjudicado en 2° Ronda

Tabla 5.5: Proyectos adjudicados Biomasa Solar y Eólica - Primera convocatoria  
Fuente: Ministerio Energía y Minas

Para el caso de los proyectos adjudicados por Hidroeléctricas, el precio ofertado estuvo entre los valores desde 5.50 Ctv US\$/kWh que corresponde al Proyecto Central Hidroeléctrica Santa Cruz II en el punto de suministro Huallanca 138 kV y Energía Adjudicada de 33 GWh/año, hasta 7.00 Ctv US\$/kWh correspondiente al Proyecto Central Caña Brava del punto suministro Carhuaquero 220 kV con Energía Adjudicada de 21.5 GWh/año.

Los precios de reserva o precios máximos fueron fijados por el regulador a través de sendos estudios encargados a una empresa consultora especialista en este tipo de tecnologías y considerando entre otros, el tipo de tecnología, costos de inversión, costos de explotación, un horizonte de 20 años, una tasa de rentabilidad de 12% anual, el tamaño de los proyectos, los costos de conexión y otros factores que incentiven la inversión de proyectos con costos eficientes.

### Cobertura de la energía requerida

Con estos resultados se logró cubrir el 68% de la energía requerida para las tecnologías eólica, biomasa y solar. En el caso de las centrales hidroeléctricas RER, se adjudicó el 32% de lo ofertado. En consecuencia, la primera convocatoria fue declarada parcialmente desierta, lo que originó iniciar una segunda convocatoria para subastar los requerimientos no cubiertos.

	<b>Biomasa</b>	<b>Eólica</b>	<b>Solar</b>	<b>Total</b>
Energía requerida (GWh/año)	813	320	181	<b>1314</b>
Energía adjudicada (GWh/año)	143	571	173	<b>887</b>
<b>% adjudicado</b>	<b>18%</b>	<b>178%</b>	<b>96%</b>	<b>68%</b>

	<b>Hidroeléctricas</b>
Potencia requerida (MW)	500
Potencia adjudicada (MW)	162
<b>% adjudicado</b>	<b>32%</b>

Tabla 5.6: Cobertura de energía y potencia requerida Primera convocatoria  
Fuente: Ministerio Energía y Minas

### Segunda convocatoria

La segunda convocatoria de la Subasta RER tuvo como objetivo cubrir la energía remanente de la primera convocatoria para las tecnologías biomasa, solar y pequeñas hidroeléctricas.

### Requerimientos de Energía

Las cuotas de energía y potencia remanentes para la segunda convocatoria son:

Energía Requerida	Biomasa	Solar	Total
GWh/año	419	9	427

Potencia	Hidroeléctrica
MW	338

Tabla 5.7: Requerimiento de energía - Segunda convocatoria  
Fuente: Ministerio Energía y Minas

## Número de Participantes

La segunda convocatoria tuvo en total 19 empresas con 27 proyectos participantes, distribuidos según los gráficos siguientes:

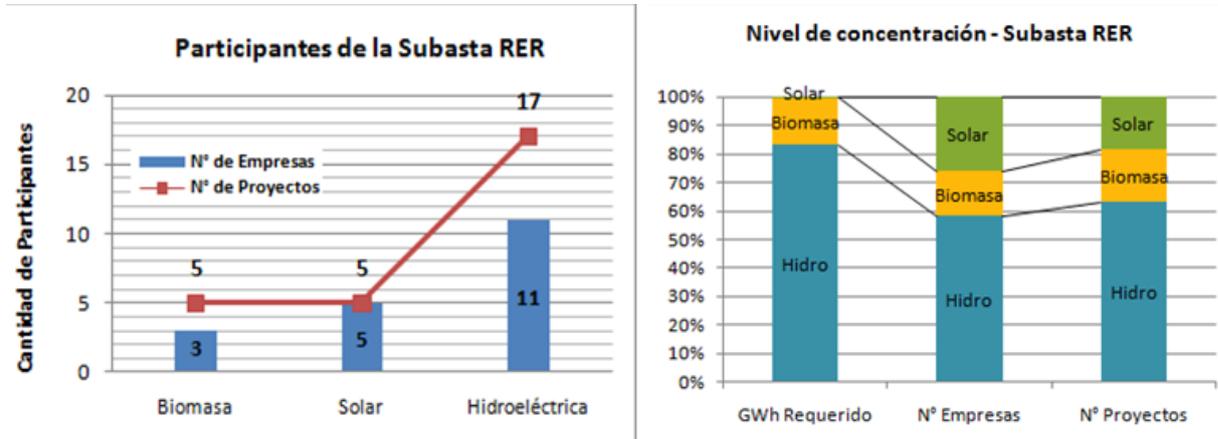


Fig. 5.6: Número de participantes Segunda Convocatoria  
Fuente: Ministerio Energía y Minas

## Resultados de la Subasta

Como resultado de la segunda convocatoria se adjudicó a un único proyecto hidroeléctrico de 18 MW. Los demás participantes fueron descalificados debido a que los precios ofertados han resultado mayores que los precios máximos establecidos por OSINERGMIN.

Postor	Proyecto	Punto de Suministro	Precio Ofertado (Ctv US\$/kWh)	Potencia a instalar (MW)	Factor de planta (%)	Energía Adjudicada (GWh/año)	Fecha de Puesta en operación comercial	Condición
EMPRESA ELECTRICA RIO DOBLE S.A.	LAS PIZARRAS	Carhuaquero 220 kV	6,400	18,00	67,00%	85,00	31/12/2012	Adjudicado

Tabla 5.8: Proyectos Adjudicados: Hidroeléctrica – Segunda Convocatoria  
Fuente: Ministerio Energía y Minas

De esta subasta se establecieron los costos de Energía por Generación Solar que oscilan entre los valores de **21.5 y 22.5 Ctv US\$/kWh, equivalente a 0.57 y 0,60 S./kWh**, monto que consideraremos para la estimación de los beneficios para la implementación del Programa Implementación de Micro generación Distribuida con Paneles Fotovoltaicos Domiciliarios conectados a la red.

## **SEGUNDA SUBASTA**

El proceso se inició el 29 de marzo de 2011 con la publicación del Aviso Previo por parte del MEM y la apertura del Registro de Participantes en el Portal Web de Osinergmin, quién efectuó la correspondiente convocatoria, nacional e internacional, el 28 de abril de 2011.

Conforme al marco regulatorio que promueve la inversión en generación de electricidad con RER, el MEM elaboró las Bases de la Subasta, encargándose Osinergmin de la conducción del proceso. Dicho proceso se inició el 29 de marzo de 2011 con la publicación del Aviso Previo por parte del MEM y la apertura del Registro de Participantes en el Portal Web de OSINERGMIN, quién efectuó la correspondiente convocatoria, nacional e internacional, el 28 de abril de 2011.

El proceso de Subasta fue conducido por el Comité conformado por dos representantes de Osinergmin y uno del MEM.

La presentación de sobres técnicos y económicos se efectuó el 15 de julio de 2011, publicándose la relación de Postores calificados el 09 de agosto de 2011 y posteriormente el Acto Público de apertura de sobres económicos y otorgamiento de la Buena Pro fue desarrollado el pasado 23 de agosto.

### **Resultados**

Los proyectos que fueron adjudicados son por 210 MW y fueron los siguientes: 7 hidroeléctricos (102 MW), 1 eólico (90 MW), 1 solar (16 MW) y 1 biomasa (2 MW). Las correspondientes energías adjudicadas son de 680 GWh/año a las hidroeléctricas, y 473 GWh/año a las otras energías renovables (eólica/biomasa/solar). Estos proyectos entraran en operación comercial antes del 31 de diciembre de 2014.

La media de los precios adjudicados (ofertados por los postores adjudicatarios) fueron: Hidro 53 US\$/MWh; Eólica 69 US\$/MWh; Biomasa 100 US\$/MWh; y Solar 120 US\$/MWh.

En síntesis, esta segunda Subasta RER se ha adjudicado una potencia total de 210 MW con una energía total de 1 153 GWh/año (58,2% del total requerido), a un precio medio de adjudicación de 61,96 US\$/MWh, que representa 23% menos que el precio medio obtenido (80,46 US\$/MWh) en la primera Subasta RER cuya adjudicación de Buena Pro fue en febrero de 2010.

Conforme al cronograma establecido en las Bases, el 30 de septiembre de 2011, el MEM firmará con los Postores adjudicatarios los correspondientes contratos de suministro de electricidad con RER por un plazo de 20 años. (OSINERG, 31 Agosto 2011).

## 5.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA CONSIDERANDO EL ANÁLISIS DE RESULTADOS

### 5.2.1 INVERSIÓN DE IMPLEMENTACIÓN DEL PROGRAMA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED

Como sabemos cada Sistema básico propuestos de 1.17 kWp para usuarios conectados a la red, tiene un costo actual de US\$ 4240.00 (IGV incluido). Considerando la variación de precios de equipos e instalaciones de la Tabla 5.3, la inversión para los Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios (SFD) será según se indica en la Cuadro 5.1

Año	Costos de 500 SFD (US\$)	Costos de Ingeniería / Imprevistos (US\$)	Costos Total Inversión (US\$)
2012	2120000	106000	2226000
2013	1962740	98140	2060880
2014	1730980	86550	1817520
2015	1642150	82110	1724250
2016	1565730	78290	1644010
2017	1499070	74950	1574020
2018	1440260	72010	1512270
2019	1387870	69390	1457260
2020	1340810	67040	1407850
2021	1298230	64910	1363140
2022	1259470	62970	1322440
2023	1223980	61200	1285180
2024	1191340	59570	1250910
2025	1161170	58060	1219230
2026	1133190	56660	1189850
2027	1107140	55360	1162490
2028	1082800	54140	1136940
2029	1060000	53000	1113000
2030	1038590	51930	1090510
2031	1018420	50920	1069340
2032	999380	49970	1049350
2033	981370	49070	1030440
2034	964300	48220	1012520

Tabla 5.9: Costo total de Inversión considerando la variación de precios de equipos e instalación del estudio

### 5.2.2 ESTIMACIÓN DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PRODUCIDA POR LOS 500 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN EL DEPARTAMENTO DE MOQUEGUA

Para este fin se ha tomado en cuenta lo siguiente:

$$\text{Energía generada}_{\text{año}} = \text{Pot. Nominal} * n * h_{\text{año}}$$

Según el Anexo 2 y la table 5.1 de Prioridad de Inversión por Departamento, la mayor cantidad de horas de sol anual se da en el Departamento de Moquegua y es equivalente a 3384.8 h.

La energía total anual estimada por cada sistema fotovoltaico será la siguiente:

$$\text{Energía Generada}_{\text{año}} = 1170 * 0.90 * 3384.8 = 3564.194 \text{ KW-h}$$

La energía total anual estimada para los 500 sistemas fotovoltaicos será:

$$\text{Energía Generada}_{\text{año}} = 500 * 3564.194 = 1782097.2 \text{ KW-h}$$

### 5.2.3 ESTIMACIÓN DE LA REDUCCIÓN DE EMISIONES

Si sabemos que la energía generada anual por los 500 sistemas fotovoltaicos es de 1782097.2 kW-H o 1782.09 MW-H, entonces podemos determinar las Ton CO<sub>2</sub> desplazadas. Lo que será igual a:

$$\text{tCO}_2 = 1782.09 * 0.5470 = 974.8 \text{ tCO}_2 \text{ por año}$$

Las reducciones de emisiones estimadas para el periodo de crédito elegido son como sigue:

Año	Estimación anual de Reducción de Emisiones en Ton de CO <sub>2</sub>
2012	0
2013	974.8
2014	974.8
2015	974.8
2016	974.8
2017	974.8
2018	974.8
2019	974.8
Total reducciones estimadas (Ton CO <sub>2</sub> )	6823.6
Total número de años de crédito	7
Promedio anual de reducciones estimadas durante el periodo de crédito (Ton CO <sub>2</sub> )	974.8

Tabla 5.10: Estimación de reducción de emisiones CO<sub>2</sub>

#### 5.2.4 CRÉDITOS DE CARBONO Y ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO

Para el proyecto se ha considerado de modo conservador, el valor de Precio CER en:

**16.58 (US\$/ Ton CO<sub>2</sub>equ.)**

<b>Ingreso anual por CER = 974.8 * 16.58 = US\$ 16162.18 por año</b>
--

#### 5.2.5 ESTIMACIÓN DE LOS INGRESOS POR VENTAS DE ENERGÍA

Utilizaremos los precios por KWH ofertados en la subasta convocada por el MEM para los costos de Energía por Generación Solar, el precio unitario considerado es de **0.57 S./kWH**.

Los ingresos por venta de energía de los 500 sistemas fotovoltaicos serán:

$$\text{Ingresos Venta Energía}_{\text{anual}} = \text{Precio Unitario} * \text{Energía}_{\text{año}}$$

$$\text{Ingresos Venta Energía}_{\text{anual}} = 0.57 \text{ (S./kw-h)} * 1782097.2 \text{ (kW-h)}$$

$$\text{Ingresos Venta Energía}_{\text{anual}} = \text{S/} . 1015795.404$$

El beneficio o margen de ganancia en US\$, T.C. 2.7 (S/ . / US\$) será el siguiente:

<b>Beneficio Venta Energía<sub>anual</sub> = US\$ 376220.52</b>
---







## **CAPITULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **6.1. CONCLUSIONES**

Con el presente estudio se ha logrado determinar la viabilidad técnica y económica de la implementación del mismo en diferentes partes del país, considerando los criterios de: potencial solar en cada departamento del Perú, los precios obtenidos en las últimas subastas de energía producida con fuente solar, los bonos de carbono y la proyección de la disminución progresiva de los costos de tecnología de los sistemas fotovoltaicos.

Con la implementación de este estudio, según el análisis de resultados del Capítulo V, se logra la disminución de 974.8 Toneladas de Emisiones de CO<sub>2</sub> al ambiente, al producirse el desplazamiento de energía eléctrica generada con centrales térmicas de Diesel o Gas Natural. Esto es equivalente a sembrar 387400 árboles o 1000 Hectáreas de bosque (considerando 20 kg CO<sub>2</sub>/árbol).

El estudio de característica de generación de baja potencia entre 1 y 2 kW por cada domicilio, según se ha planteado, representa también ser viable, teniendo en cuenta la oportunidad de inversión conociendo la tendencia a la baja en los costos de los equipos del sistema fotovoltaico y seleccionando el Departamento con mejor potencia solar (Moquegua) como lugar de implementación de 500 sistemas fotovoltaicos conectados a la red, obteniéndose que para el año 2012 se debe invertir US\$ 2226000.00, con una Tasa Interna de Retorno de TIR=14.42% para 14 años y 15.99% para 21 años de horizonte de evaluación. Para el caso de efectuar la inversión en el año 2014, será más viable puesto que los costos de inversión disminuyen al orden de US\$ 1817520.00, obteniendo una TIR de 19.09% para 14 años y 20.23% para 21 años de evaluación, asimismo efectuando el análisis para la inversión en el año 2016 el monto de inversión será US\$ 1644010.00, con una TIR de 15.79% para 7 años, 21.66% para 14 años y 22.61% para 21 años.

Concluimos que la no implementación de este estudio solo hace postergar una buena alternativa para contribuir con la disminución del CO<sub>2</sub> emitido para las centrales térmicas de generación eléctrica. Para todos los casos analizados se obtuvo un beneficio por bonos de carbono equivalente a US\$ 16162.18 anual, y el beneficio por venta de energía según costos de subasta de generación eléctrica con fuentes solares será de US\$ 376220.52 anual en el Departamento de Moquegua.

El primer análisis económico para la implementación de este estudio en el ámbito de Edelnor, solo será factible si la empresa invierte sin recuperarlo el 82% del costo total, considerando la implementación en viviendas urbanas de la ciudad de Lima, no obstante se obtienen beneficios ambientales con la disminución de emisiones en el orden de 426.2 Toneladas de CO<sub>2</sub> anualmente. En el segundo análisis se extrapola la aplicación de este estudio como parte de un programa a nivel nacional donde las condiciones son mucho más favorables para la inversión mejorándose la viabilidad técnica, económica y ambiental.

Existen experiencias de este tipo realizadas en países de Europa, lo cual sustenta y es tomada como referencia para la implementación de la misma, asimismo se cuenta con la tecnología en el mercado para hacer posible su implementación.

Del análisis para la implementación de estos sistemas en el país, concluimos que los criterios para su implementación deben considerar, prioridad de inversión en los departamentos con mayor capacidad de fuente solar, es decir la cantidad de horas de sol, esto podemos apreciarlo en el capítulo V, tabla 5.1, podría implementarse principalmente en los departamentos de Moquegua, Arequipa, Puno, Ica y Tacna respectivamente.

## **6.2. RECOMENDACIONES**

Este tipo de estudios debe ser considerado como alternativa de inversión en las próximas subastas de energía eléctrica con fuentes renovables con energía solar.

El estado peruano debe implementar Normas Legales y de Regulación para incentivar la inversión en este tipo de sistemas.

## **REFERENCIA BIBLIOGRAFICA**

1. H. Gabler, K. Heidler, V.U. Hoffmann, "Market introduction of grid connected photovoltaic installations in Germany". Actas del XIV Congreso europeo de Energía solar fotovoltaica, 27, Barcelona, España (1997).
2. C. Meier, C. Schaffner, W. Blum, "1996 Photovoltaic energy statistics of Switzerland. Overall yield, quality assurance and Results of monitoring". Actas del XIV Congreso europeo de Energía solar fotovoltaica, 901, Barcelona, España (1997).
3. P.D. Maycock, "Cost reduction in PV manufacturing: Impact on grid-connected and building-integrated markets". Actas de la IX Conferencia internacional de ciencia e ingeniería fotovoltaicas (9-PVSEC), Mizayaki, Japón (1996).
4. E.W. ter Horst, J.T.N. Kimman, L.A. Verhoef, E.H. Lysen, "The PV-programme in The Netherlands Summary of the framework programme NOZ-PV 1997-2000". Actas del XIV Congreso europeo de Energía solar fotovoltaica, 490, Barcelona, España (1997).
5. L.M. Arribas, I. Cruz et al., "PV grid-connected system in Madrid. Evaluation of the first data". Actas del XIV Congreso europeo de Energía solar fotovoltaica, 1644, Barcelona, España (1997).
6. Instituto de Energía Solar, "Generador fotovoltaico conectado a la red en la sede del Instituto de Energía Solar (IES)". Informe técnico final del proyecto THERMIE con referencia SE 95/92 ES (1997).
7. Gobierno de España Ministerio de Medio Ambiente, ESTRATEGIA ESPAÑOLA DE CAMBIO CLIMÁTICO Y ENERGÍA LIMPIA HORIZONTE 2007- 2012 -2020. Año 2007.
8. Ministerio de Energía y Minas, "Balance nacional de energía". Año 2007.
9. Ministerio de Energía y Minas, "Sector energético del Perú". Año 2008.
10. Comunicado de la Comisión Europea al Parlamento Europeo y al Consejo. COM (2005) 265; "Libro Verde sobre la eficiencia energética". Año 2005.
11. Documento de trabajo "PLAN ESTRATÉGICO EUROPEO DE TECNOLOGÍA ENERGÉTICA

12. TECH4CDM, "La cogeneración en el Perú", [www.tech4cdm.com](http://www.tech4cdm.com), Año 2007.
13. [www.aceee.org/consumer/](http://www.aceee.org/consumer/), visitado en Mayo de 2010.
14. ENERGY SAVERS, [www.energysavers.gov](http://www.energysavers.gov), visitado en Mayo de 2010.
15. Wilson, Alex; Thorne, Jennifer; Morrill, John. Consumer Guide to Home Energy Savings, Washington, D.C.: ACEEE, 8th Edition. 2003.
16. Norma técnica EM.010 instalaciones eléctricas interiores. Art. 3º Cálculo e iluminación. [http://www.ing.udep.edu.pe/civil/material/vial/Bibliografia/Reglamento\\_nacional\\_de\\_edificaciones/EM.010.pdf](http://www.ing.udep.edu.pe/civil/material/vial/Bibliografia/Reglamento_nacional_de_edificaciones/EM.010.pdf)
17. Greenpeace. Guía Solar, como disponer de energía solar fotovoltaica conectada a la red eléctrica. [www.greenpeace.es](http://www.greenpeace.es)
18. Generación Fotovoltaica, SL. Energía Solar Fotovoltaica conectada a la red. [www.generacionfotovoltaica.com](http://www.generacionfotovoltaica.com).
19. Informe: "Reducción de GEI por captura y combustión de CH4 producido en Relleno Sanitario Huaycoloro", Curso "Producción Mas Limpia", Prof. PhD. Johnny Nahui, Maestría de Gestión Ambiental, UNI – FIA, año 2010.
20. Taller Internacional: Proyectos de Generación Eléctrica bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio, ENEL spA, Guayaquil, Ecuador, Septiembre 28-29, 2004
21. Apuntes de clases del Curso "Plan del Informe Tesina", Prof. Ing. Wilfredo Pimentel, Diplomado de Desarrollo Sostenible, Convenio UNI FIIS y CARELEC MEM, año 2011.
22. Propuesta de Política Energética de Estado PERU 2010-2040, Ministerio de Energía y Minas, Vice ministerio de Energía, 31.05.2010.
23. "Guía de Instalación de Sistemas Fotovoltaicos Domésticos (SFD)", Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad/Dirección Normativa de Electricidad, 15.12.2007.
24. Reglamento Técnico "Configuración de Sistemas Fotovoltaicos Domésticos y Ensayos", Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad, Junio 2004.
25. Memoria Anual de Responsabilidad Social, Tomo II, Edelnor S.A.A., año 2005.

## ANEXO I

### MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO

- **Que es el MDL?**

Un mecanismo de alianzas/cooperación bajo el Protocolo de Kyoto sobre la base de proyectos

Aliados: países industrializados (anexo 1) y países en desarrollo (no incluidos en anexo 1)

- **Objetivos del MDL**

El MDL tiene tres objetivos centrales:

1. Ayudar a las Partes del Anexo I a cumplir con sus compromisos de mitigación (= reducción de emisiones de GEI)
2. Ayudar a los países en desarrollo (Partes no Anexo I) a generar un 'desarrollo sostenible'
3. Contribuir al objetivo último de la Convención Marco de NNUU sobre Cambio Climático (CMNUCC)

- **Pasos para registrar un proyecto del MDL y obtener CER's**

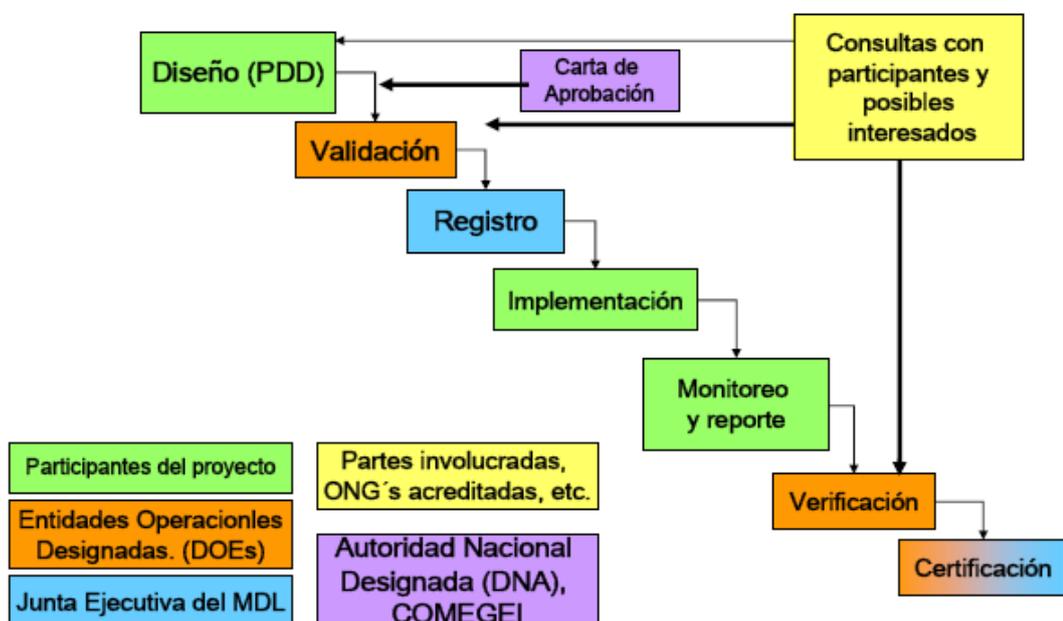


Fig. I.1

- **Metodologías de Línea Base y Metodología de Monitoreo**

La Metodología de Línea Base es el documento que indica principalmente los procedimientos para:

- La definición de límites del Proyecto MDL (área física o geográfica que delimita las actividades del proyecto).
- El cálculo de las reducciones de emisiones que pueden ser atribuidos al proyecto.
- Demostrar la adicionalidad (cuando no está explícito la utilización del Test de Adicionalidad, ver pregunta N°6).

La Metodología de Monitoreo es el documento que indica toda la información relevante que debe recolectarse para desarrollar la Metodología de Línea Base. La Metodología de Monitoreo hace referencia a la periodicidad de la recolección de los datos así como la forma y tiempo de almacenamiento de la información, consideraciones específicas para el monitoreo de una variable en particular y fuentes de obtención de la misma.

Es sobre estas dos metodologías que se desarrolla el PDD de un Proyecto MDL. Las metodologías que pueden ser utilizadas, son las que han sido previamente aprobadas por la Junta Ejecutiva (JE) del MDL.

Las metodologías aprobadas pueden separarse en:

- “Metodologías Simplificadas para proyectos de pequeña escala”
- “Metodologías Específicas para proyectos regulares o de gran escala”
- “Metodologías Consolidadas para proyectos regulares o de gran escala”
- “Metodologías para proyectos de Forestación y Reforestación”

Las metodologías se encuentran públicamente disponibles en: <http://cdm.unfccc.int/methodologies>. Un listado de las metodologías aprobadas para proyectos de gran escala se encuentran en el anexo (d) del Estudio CNE<sup>1</sup>.



## Metodologías para Proyectos de Desarrollo Energético

Ámbito sectorial		Metodologías aprobadas	
1	Industria energética (fuentes renovables y no-renovables)	ACM0002 ver 3	Metodología consolidada para generación eléctrica renovable conectada a red
		ACM0004	Metodología consolidada para generación de energía y/o calor con gas
		ACM0006	Metodología consolidada para generación eléctrica en base de residuos de biomasa y conectada a red
		ACM0007	Metodología para conversión de ciclo a ciclo combinado para generación de energía
		AM0005	Pequeñas aplicaciones de generación eléctrica renovable (cero emisiones) conectada a red
		AM0007	Análisis de la opción de combustible de menos-costos para plantas de cogeneración a biomasa operadas estacionalmente
		AM0019	Actividades de proyecto de energía renovable que reemplazan parte de la producción de electricidad generada por una planta que quema combustible fósil y trabaja sola o conectada a red, se excluye proyectos de biomasa
		AM0026	Metodología para la generación de electricidad de fuentes renovables – cero emisiones y conectada a red en Chile o en países donde se despacha energía en base al orden de mérito
2	Distribución de energía		
3	Demanda de energía	AM0017 ver 2	Mejoramiento de la eficiencia en el sistema de vapor mediante el reemplazo de trampas de vapor y retorno de condensados
		AM0018	Sistemas de optimización de vapor
		AM0020	Metodología de línea base para mejoramiento de la eficiencia en el bombeo de agua

Tabla I. 1: Metodologías aprobadas aplicables a proyectos bajo el sector de desarrollo energético

## Metodologías para Proyectos de Gestión Urbana

Ámbito sectorial		Metodologías aprobadas	
7	Transporte		
13	Disposición y manejo de desechos	ACM0001 ver 2	Metodología consolidada para actividades de proyectos de gas en rellenos sanitarios
		AM0002 ver 2	Reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero alcanzadas por la captura y quema del gas de relleno sanitario donde la línea base es establecida por un contrato de concesión pública
		ACM0003 ver 3	Análisis financiero simplificado para proyectos de captura del gas en rellenos sanitarios
		AM0010	Proyectos de captura y generación de electricidad a partir del gas de relleno sanitario; la captura del gas no es requerida por la ley
		AM0011 ver 2	Recuperación del gas de relleno sanitario para generación de electricidad en el que el escenario de línea base no contempla la captura o destrucción del metano
		AM0012	Biometanización de los desechos sólidos municipales en India, en cumplimiento con las regulaciones para la gestión de desechos sólidos
		AM0010	Captura del gas de relleno sanitario y proyectos de generación eléctrica – donde la captura del gas no es requerida por ley
		AM0013 ver 2	Extracción forzada de metano de las plantas de tratamiento de agua residual orgánica para el suministro de electricidad a la red
		AM0022 ver 2	Agua residual evitada y utilización de las emisiones para generación de energía en el sitio (procesos industriales)
		AM0025 ver 2	Emisiones evitadas producto del compostaje de desechos orgánicos dispuestos en rellenos sanitarios

Tabla I.2: Metodologías aprobadas aplicables a proyectos bajo el ámbito sectorial de gestión urbana

## Metodologías para Proyectos de Procesos Industriales

Ámbito sectorial		Metodologías aprobadas	
4	Industrias de manufacturas	ACM0003	Reducción de emisiones por la sustitución parcial de combustibles fósiles por combustibles alternativos en la industria cementera
		ACM0005 ver 2	Metodología consolidada para el incremento de la mezcla en la producción de cemento
		AM0008	Sustitución de combustible de carbón y petróleo a gas natural sin incremento de la capacidad y vida útil de la facilidad
		AM0014	Paquete de cogeneración basado en gas natural
		AM0024	Metodología para la reducción de los gases de efecto invernadero mediante la recuperación de residuos de gas para la generación de energía en plantas de cemento
5	Industrias químicas	AM0021	Metodología de línea base para la descomposición de N <sub>2</sub> O en plantas existentes de producción de ácido adípico
		AM0027	Sustitución de CO <sub>2</sub> de origen fósil o mineral por CO <sub>2</sub> originado en fuentes renovables para la producción de componentes inorgánicos
6	Construcción		
8	Minería / producción minerales	ACM0008	Metodología consolidada para la captura de metano en lechos y minas de carbón y utilización en energía (eléctrica o mecánica) y calórica y/o destrucción mediante la quema
9	Metalurgia		
10	Emisiones fugitivas de combustibles (sólidos, líquidos y gaseosos)	AM0009 ver 2	Recuperación y utilización del gas asociado, el cual de otro modo hubiese sido quemado
		AM0023	Reducción de las fugas en compresores o estaciones de compuerta en gasoductos
11	Emisiones fugitivas derivadas de las producción y consumo de halocarbonados hexafluoruro de azufre	AM0001 ver 3	Incineración de flujos de desecho de HFC 23
12	Uso de solventes		
15	Agricultura	AM0006	Reducción de emisiones de GEI de los sistemas de manejo de estiércol
		AM0016 ver 2	Mitigación de GEI de los sistemas mejorados de manejo de estiércol en operaciones de alimentación de animales confinados

**Tabla I.3: Metodologías aprobadas aplicables a proyectos bajo el ámbito sectorial de procesos industriales**

**METODOLOGIA AM0005****Pequeña aplicación de energía renovable cero-emisiones conectada a una red**

Aplicables bajo las siguientes condiciones –

- Se puede demostrar, con información pública, la naturaleza de las barreras prohibitivas a las que se enfrenta el proyecto y que serían sobrepasadas si la iniciativa se registra como actividad MDL;
- Se puede demostrar, con información pública, que el proyecto propuesto se realiza en un contexto sectorial y de inversión que no caracteriza a la iniciativa como una práctica común;
- El proyecto proporcionará electricidad a la red, desplazando energía que, de otro modo, sería entregada por otros generadores mediante la operación y expansión del sector eléctrico & donde los límites puedan ser claramente identificados;
- El sector eléctrico no está dominado por fuentes con costos de operación cero – o bajos – tales como hidro, geotérmico, eólico, solar, nuclear y biomasa de bajo costo & se espera que el mix de combustibles en el sistema persista durante el período de crédito;
- Para evitar fugas, las exportaciones de electricidad están incluidas en los datos de generación utilizados para calcular y monitorear la tasa de emisión en la línea base;
- Solamente aplica adiciones de capacidad eléctrica menores o iguales a 60 MW y que utilizan 50:50 como relación ponderada para márgenes de operación y adición/construcción
- Reducción de emisiones/Emisiones en la línea base = electricidad suministrada a la red \* Factor de emisión de la red
- Factor de emisión de la red = factor ponderado del margen de operación \* factor de emisión del margen de operación + factor ponderado del margen de adición/construcción \* factor de emisión del margen de adición/construcción
- Margen de operación = promedio ponderado de emisiones por unidad de electricidad (tCO<sub>2</sub>/MWh) de todas las fuentes de generación que sirven al sistema, excluyendo las plantas de costos de operación cero o –bajos-, basado en los datos estadísticos de los últimos años
- Margen de Adición/Construcción = promedio ponderado de los factores de emisión del grupo de plantas representadas por las 5 plantas más recientes o el 20% construido más recientemente.
- Generación de electricidad del proyecto propuesto

- Anualmente, determinación del factor de emisión de la red, a fin de reajustar el margen de operación con los datos monitoreados
- Anualmente, determinación del factor de emisión de la red, a fin de reajustar el margen de adición/construcción
- Anualmente, determinación del margen combinado
- Corrección de los factores de emisión debido a importaciones / exportaciones
- Verificación de la aplicabilidad

• **Proyecto de MDL de Pequeña escala**

Los Proyectos de Pequeña Escala son aquellos que deben calificar dentro de las siguientes tipos de proyectos:

- 1 Proyectos de Energía Renovable con una capacidad instalada máxima equivalente de hasta 15 MW.
- 2 Proyectos de Eficiencia Energética que reducen el consumo de energía en el punto de suministro y/o consumo, hasta un equivalente de 15 GWh/año;
- 3 Otros Proyectos que conjuntamente reduzcan emisiones de GEI en menos de 15.000 toneladas anuales de CO<sub>2</sub> equivalente. Aparte de los tipos de proyectos listados en las dos categorías anteriores, se indican que podrían calificar los relacionados al reciclado del CO<sub>2</sub>, los electrodos de carbono, la producción de ácido adípico y el uso de hidrofluorocarburos (HFC), perfluorocarburos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>) con referencia a las reducciones de emisiones generadas por estos proyectos expresadas en CO<sub>2</sub> equivalente.



**Metodologías Simplificadas para proyectos de pequeña escala**

<b>TIPO I – Proyectos con energías renovables</b>	I.A. Generación eléctrica por el usuario. I.B. Energía mecánica para el usuario. I.C. Energía térmica para el usuario. I.D. Generación eléctrica con energía renovable conectada a la red.
<b>TIPO II – Proyectos de mejoras en la eficiencia energética</b>	II.A. Suministro de mejoras en la eficiencia energética – transmisión y distribución. II.B. Suministro de mejoras en la eficiencia energética – generación. II.C. Programas de eficiencia energética para tecnologías específicas de demanda. II.D. Eficiencia energética y cambio de combustibles para instalaciones industriales. II.E. Eficiencia energética y cambio de combustibles para edificios. II.F. Eficiencia energética y cambio de combustibles para instalaciones y actividades agrícolas.

Dentro de los Proyectos de Pequeña Escala, se pueden citar los siguientes ejemplos:

**Tipo I: Actividades de Proyectos de Energías Renovables de Pequeña Escala (< 15 MW) - Categorías y Ejemplos de Proyectos.**

Categorías de las actividades de proyectos	Ejemplos y Tecnologías utilizadas
I.A. Generación eléctrica para el consumidor / hogar (residencial)	Energía solar, hidroeléctrica, eólica y otras energías renovables que producen electricidad para uso residencial. Como ejemplos pueden citarse las placas solares para edificios, bombas de aguas solares o cargadores de baterías eólicas.
I.B. Energía mecánica para el consumidor / empresa	Unidades de generación de energía renovable para el suministro de energía mecánica a usuarios o empresas que necesitan una pequeña cantidad de energía: bombas de energías solar o térmica, molinos de agua y viento, etc.
I.C. Energía térmica para el consumidor final	Suministro de energía térmica sustituyendo fuentes de combustibles fósiles o de biomasa no renovable. Pueden utilizarse calentadores de agua solares, cocinas solares y sistemas de cogeneración por biomasa para electricidad y calor. (no debe exceder los 45 MW)
I.D. Generación de electricidad con fuentes renovables para suministro de una red de distribución	Instalaciones de energía renovable que suministran electricidad a una red de distribución abastecida al menos por una central de combustible fósil, o biomasa no renovable. El límite de elegibilidad de 15 MW aplica solamente a la componente renovable. Para sistemas de cogeneración basadas en biomasa no debe exceder los 45 MW.



**Tipo II: Actividades de Proyectos de Mejora de la Eficiencia Energética (< 15 GWh/año)**  
 - Categorías y Ejemplos de Proyectos.

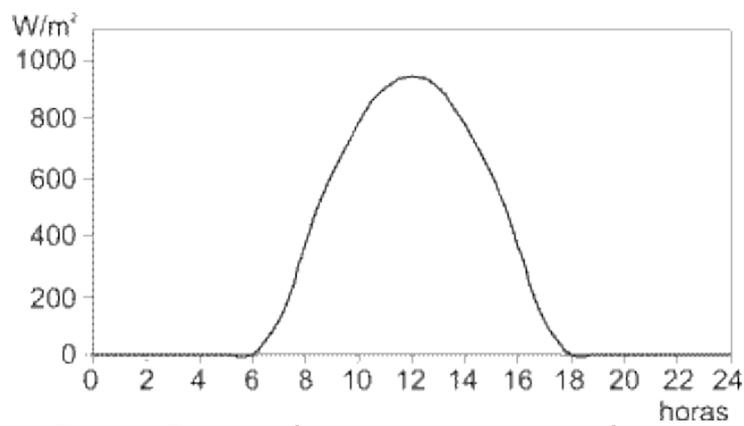
Categorías de las actividades de proyectos	Ejemplos y Tecnologías utilizadas
II.A. Mejora de eficiencia en la oferta de sistemas de transporte y distribución.	Procesos de mejora del rendimiento energético de la red eléctrica, o del transporte / distribución de la calefacción urbana. Tecnologías: Aumento del voltaje en una línea de transporte, ampliación o mejora del aislamiento en las tuberías de un sistema de la calefacción urbana. Las tecnologías o los procedimientos pueden ser aplicados a los sistemas existentes de transporte y/o distribución, o ser parte de una ampliación del sistema.
II.B. Mejora de la eficiencia energética en la oferta de generación de electricidad y calor.	Procesos de mejora de la eficiencia de las plantas que consumen combustible fósil para producir electricidad o calor, reduciendo el consumo de energía hasta el límite máximo establecido. Como ejemplo puede citarse la mejora de la eficiencia en centrales de generación eléctrica y de cogeneración.
II.C. Programas de eficiencia energética en la demanda.	Programas de eficiencia energética en equipamientos como: lámparas, refrigeradores, motores, ventiladores, y otras aplicaciones. Estas tecnologías pueden sustituir el equipo existente, o instalarse en nuevos emplazamientos.
II.D. Medidas de eficiencia energética mediante la sustitución de combustibles en instalaciones industriales.	Mejora del rendimiento energético y/o cambio de combustible implantados en una industria. Ejemplos de Tecnologías: medidas de rendimiento energético (motores más eficientes), mejoras de combustible (sustitución de vapor o aire comprimido por electricidad) y medidas específicas de procesos industriales (hornos de acero, secado de papel, cura del tabaco, etc).
II.E. Medidas de eficiencia energética mediante la sustitución de combustibles en edificios comerciales y residenciales.	Cualquier mejora del rendimiento energético y/o cambio de combustible en un edificio comercial o residencial, o grupo de edificios similares. Ejemplos: mejoras técnicas del rendimiento energético (aislamiento de edificios, cambio de fuel a gas natural). Las medidas pueden aplicarse a equipos existentes o a instalaciones nuevas.
II.F. Medidas de eficiencia energética mediante la sustitución de combustibles en instalaciones agrícolas.	Cualquier mejora del rendimiento energético y/o cambio de combustible en actividades relacionadas con instalaciones o procesos agrícolas. Ejemplos: Uso de tractores más pequeños, alargamiento de la vida útil de los mismos y menor equipamiento en las granjas: reducir el uso de combustible mediante un menor uso de maquinaria agrícola, reducción del riego, uso de maquinaria más ligera. Ejemplos de cambio de combustible pueden ser pasar el uso del diesel, al etanol o al biocombustible.

## ANEXO II

### TOTAL ANUAL DE HORAS DE SOL – SEGÚN DEPARTAMENTO

La irradiación solar sobre la superficie terrestre en un día cualquiera puede tener un comportamiento como el mostrado en la figura 1. La presencia de las nubes modifica esta distribución.

La característica de esta distribución cambia según el verano o el invierno, algo también importante para un análisis integral a lo largo del año, pero para la interpretación de la hora solar pico mantendremos como referencia la distribución mostrada en la figura 1, como ejemplo de un día cualquiera.



*Fig. II.1. Distribución horaria de la irradiación solar en un día sin nubes.*

El cálculo de la energía total recibida en un metro cuadrado de superficie terrestre (o de un panel fotovoltaico) horizontal, es representado por el área bajo la curva de la figura 1, por lo que debe obtenerse un valor de 5 000 Wh/m<sup>2</sup> o 5 kWh/m<sup>2</sup>.

Este valor de 5 kWh/m<sup>2</sup> resulta de la suma o integración de la energía incidente en cada hora, tanto los menores valores de las horas tempranas o tardes del día, como los de mayores valores del mediodía.

Con el objetivo de facilitar los cálculos, se considera el caso hipotético de un Sol que logre una irradiación constante de 1 000 W/m<sup>2</sup>, durante un relativo corto tiempo, pero de modo tal que la energía total que incidirá sobre el metro cuadrado considerado, durante todo el día, fuera igual a la que produce el Sol verdadero.

En la figura 2 se ha representado el efecto del Sol hipotético actuando desde las 9:30 a.m. hasta las 2:30 p.m., es decir, un tiempo total de 5 horas. Gráficamente, las áreas bajo las curvas son iguales, ya que ambas representan la misma energía total incidente.

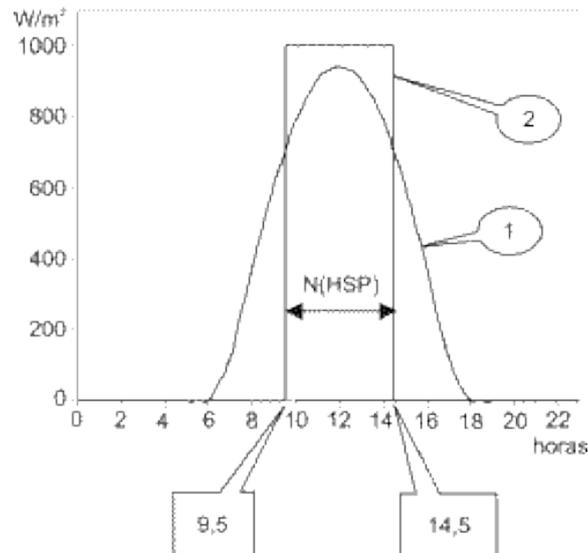


Fig. II.2. Distribución horaria de la irradiación solar en un caso real (1) y otro hipotético (2).

El tiempo que requiere ese Sol hipotético de 1 000 W/m<sup>2</sup>, será el número de hora solar pico [n (HSP)]. En el ejemplo mostrado resultan 5 HSP.

Por otra parte, la potencia de los paneles fotovoltaicos se especifica en watt pico (Wp), lo cual representa la potencia eléctrica que entrega el panel, cuando la irradiación sobre él es de 1 000 W/m<sup>2</sup> (estándar o norma de certificación) con un espectro o composición similar a la radiación solar, y con una temperatura de 25 °C.

Para calcular la energía total incidente en el día del ejemplo y un metro cuadrado, se tienen dos métodos:

1. Irradiación = Área bajo la curva 1.
2. Irradiación = Área bajo la curva 2.

Evidentemente, el cálculo es más simple por el segundo método, ya que:

$$\text{Irradiación} = (\text{ancho}) \times (\text{alto}) = n \text{ (HSP)} \times 1\,000 \text{ W/m}^2.$$

Utilizando ahora la unidad kW y precisando que n (HSP) = 5 h.

$$\text{Irradiación} = 5 \text{ h} \times 1 \text{ kW/m}^2 = 5 \text{ kWh/m}^2.$$

Obsérvese que el valor numérico de 5 (en kWh/m<sup>2</sup>), es igual al número de hora solar pico. Debe señalarse que esto último es sólo válido con las unidades aquí utilizadas y gracias al valor unitario de 1 kW/m<sup>2</sup>, por lo que al caracterizar la irradiación solar del día analizado, puede hacerse por: 5 kWh/m<sup>2</sup> o 5 HSP.

El objetivo práctico de todo lo anterior se observa al realizar el análisis o cálculo de la energía que produce un panel, a partir de una irradiación solar concreta. Para calcular la energía eléctrica que produce, por ejemplo, un panel fotovoltaico de 165 Wp, en un día caracterizado por 5 kWh/m<sup>2</sup>, el procedimiento es:

1. El valor de 5 kWh/m<sup>2</sup> se interpreta como 5 HSP.
2. La energía diaria se calcula por:

Energía diaria = potencia x tiempo.

Energía diaria = 165 Wp x 5 h = 825 Wh.

El cálculo es correcto, pues los 165 Wp se certificaron con una irradiación de 1 kW/m<sup>2</sup>, lo cual coincide con la definición de HSP.

Obsérvese que en este procedimiento no se requiere conocer ni introducir el área del panel, ni su eficiencia (lo cual hubiera sido necesario con el método 2); sólo se requiere conocer la potencia del panel (en Wp) y la irradiación solar (en kWh/m<sup>2</sup>), la cual se interpretará numéricamente en HSP. Todo esto simplifica el proceso.

Debe aclararse para el ejemplo (y en general) que 5 HSP no significa que existan 5 horas de Sol. En la figura 2 se puede observar que existen unas 12 horas de Sol. Las 5 horas se refieren a un Sol hipotético de 1 000 W/m<sup>2</sup> que logra, en sólo 5 horas, producir la misma irradiación que logra el Sol verdadero en 12 horas.

El servicio nacional de meteorología e hidrología ha realizado un estudio donde recoge el total anual de horas de sol por departamentos desde el año 1990 al 2003, estos datos no ayudan a identificar la prioridad de los departamentos con mayor cantidad de horas de sol.

Departamento	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Amazonas	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
Ancash	...	...	...	...	...	...	...	1 894,7	1 782,0	1 347,6	1 915,3	1 917,7	1 930,3	...
Apurimac	...	...	...	...	...	...	...	...	2 278,8	1 838,3	...	...	...	...
Arequipa	...	...	...	3 118,6	3 125,4	3 420,4	3 311,8	3 104,7	3 363,8	3 261,8	3 009,1	3 271,0	3 323,9	...
Ayacucho	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
Cajamarca	1 958,1	2 146,3	2 159,5	1 900,3	2 095,5	...	2 268,1	2 305,3	2 112,9	2 098,0	2 207,4	2 112,2	2 113,6	...
Cuzco	2 209,8	...	...	...	...	...	...	2 436,4	2 509,6	2 300,2	2 246,0	2 182,4	2 037,0	...
Huancavelica	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
Huánuco	1 994,7	2 110,8	2 342,4	2 063,7	2 248,3	2 260,8	2 138,8	2 228,5	2 319,3	2 156,7	2 245,4	2 206,5	2 073,3	...
Ica	2 700,8	2 598,6	2 687,0	2 499,0	2 623,6	2 812,5	2 933,4	2 604,2	2 753,8	2 776,0	2 739,6	2 707,4	2 783,4	...
Junín	2 270,0	2 363,4	2 539,3	2 288,7	2 537,3	2 720,2	2 542,9	2 672,6	2 753,7	2 536,2	2 608,1	2 593,1	2 507,5	...
La Libertad	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
Lambayeque	...	...	...	2 325,1	2 434,6	2 366,0	2 425,9	2 284,8	2 326,9	2 233,1	2 077,2	2 024,7	2 398,4	...
Lima	1 484,6	1 300,7	1 263,3	1 341,6	1 217,2	1 147,3	...	1 223,5	...	...	1 428,9	1 386,9	1 301,9	1 480,0
Loreto	1 560,8	...	...	...	...	1 615,8	1 650,3	1 649,1	1 785,5	1 621,9	1 804,7	1 599,0	1 674,2	...
Madre de Dios	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
Moquegua	...	...	3 310,1	...	...	3 310,1	3 322,7	3 041,3	3 322,2	3 292,0	3 204,9	3 338,1	3 384,8	...
Pasco	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
Piura	2 434,0	2 460,2	2 397,1	...	...	2 614,8	2 817,5	2 232,5	2 240,9	2 386,7	2 344,1	2 384,9	2 493,1	...
Puno	3 153,0	3 079,3	3 137,8	2 963,2	3 110,5	3 191,4	...	...	...	...	...	...	...	...
San Martín	...	...	...	...	...	1 528,1	1 399,9	1 654,2	1 461,4	...	...	...	...	...
Tacna	...	...	...	...	2 510,9	2 869,8	2 628,0	2 209,2	2 343,4	2 792,6	2 617,8	2 632,6	2 508,6	...
Tumbes	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
Ucayali	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	2 012,1	...

Fuente: Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología

Tabla II.1. Total Anual de Horas Sol según Departamento, 1990 – 2003 (Horas).

**ANEXO III****PLIEGO TARIFARIO ENERGIA ELECTRICA – ABRIL 2011**

<b>MEDIA TENSIÓN</b>		<b>UNIDAD</b>	<b>TARIFA Sin IGV</b>
<b>TARIFA MT2:</b>	<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.39
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	14.72
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	12.28
	Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S./kW-mes	23.42
	Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S./kW-mes	9.53
	Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S./kW-mes	11.22
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	3.55
<b>TARIFA MT3:</b>	<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 2E1P</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2.82
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	14.72
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	12.28
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	18.8
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	11.57
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	10.27
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	10.65
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	3.55
<b>TARIFA MT4:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2.82
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	12.88
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	18.8
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	11.57
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	10.27
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	10.65
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	3.55
<b>BAJA TENSIÓN</b>		<b>UNIDAD</b>	<b>TARIFA Sin IGV</b>
<b>TARIFA BT2:</b>	<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.39
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	16.15
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	13.46
	Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S./kW-mes	24.93
	Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S./kW-mes	48.37
	Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S./kW-mes	38.46
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	3.55
<b>TARIFA BT3:</b>	<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 2E1P</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2.82
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	16.15
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	13.46
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	18.94
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	11.7
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	47.27
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	43.82
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	3.55
<b>TARIFA BT4:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2.82
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	14.13
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	18.94
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	11.7
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	47.27
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	43.82
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	3.55
<b>TARIFA BT5A:</b>	<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 2E</b>		
	<b>a) Usuarios con demanda máxima mensual de hasta 20kW en HP y HFP</b>		

	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2.82
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	82.88
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	13.46
	Cargo por Exceso de Potencia en Horas Fuera de Punta	S./kW-mes	41.04
	<b>b) Usuarios con demanda máxima mensual de hasta 20kW en HP y 50kW en HFP</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2.82
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	76.25
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	13.46
	Cargo por Exceso de Potencia en Horas Fuera de Punta	S./kW-mes	41.04
<b>TARIFA BT5B:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E</b>		
No Residencial	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2.37
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	32.61
<b>TARIFA BT5B</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E</b>		
<b>Residencial</b>	<b>a) Para usuarios con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes</b>		
	0 - 30 kW.h		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2.32
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	23.91
	31 - 100 kW.h		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2.32
	Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	S./mes	7.17
	Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S./kW.h	31.88
	<b>b) Para usuarios con consumos mayores a 100 kW.h por mes</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2.37
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	32.61
<b>TARIFA BT5C:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E - Alumbrado Público</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.31
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	35.19
<b>TARIFA BT6:</b>	<b>TARIFA A PENSIÓN FIJA DE POTENCIA 1P</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2.37
	Cargo por Potencia	ctm. S./W	13.89
<b>TARIFA BT7:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICION DE ENERGIA 1E</b>		
No residencial	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema recarga Códigos/Tarjetas	S./mes	2.15
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	32.13
<b>TARIFA BT7:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICION DE ENERGIA 1E</b>		
<b>Residencial</b>	<b>a) Para usuarios con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes</b>		
	0 - 30 kW.h		
	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga Códigos/Tarjetas	S./mes	2.1
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	23.56
	31 - 100 kW.h		
	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga Códigos/Tarjetas	S./mes	2.1
	Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	S./mes	7.07
	Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S./kW.h	31.41
	<b>b) Para usuarios con consumos mayores a 100 kW.h por mes</b>		
	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga Códigos/Tarjetas	S./mes	2.15
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	32.13

## **ANEXO IV**

### **EVOLUCION DEL PRECIO DE LOS BONOS DE CARBONO**

#### **MERCADO BONOS DE CARBONO**

Mundialmente, la compraventa de bonos de carbono y derechos de emisión ha estado en funcionamiento por varios años. El concepto ganó terreno el 2005 cuando entró en vigencia el Protocolo de Kioto del 1997. El protocolo indica las metas de reducción de emisiones de gases del efecto invernadero hasta el 2012. El objetivo de la reunión en Copenhagen (COP15), celebrada recientemente, era que las naciones adherentes al acuerdo se comprometían a definir las metas que regirán después del 2012. Lamentablemente la Conferencia de Copenhagen no logró avanzar en éste tema, debido a la falta de acuerdo entre los grandes países participantes. A discusión del tema se postergó para la reunión de fin de año en México (COP16). Tomadores de decisiones de políticas a nivel nacional, regional e internacional han tomado acciones para responder al cambio climático, fuera del Protocolo de Kyoto. La más concreta de ellas es la implementada por la Unión Europea, donde se comprometen a reducir el 20% de sus emisiones, comparado con los niveles de 1990, para el 2020. Este nivel es menor que el del Protocolo de Kioto (25-40% bajo el nivel de 1990).

#### **Efecto crisis económica mundial**

El sostenido crecimiento del mercado mundial de bonos de carbono, sufrió un quiebre el 2009. La crisis económica mundial, que se inició a finales del 2008 y se intensificó a principios del 2009, impactó negativamente tanto en la demanda como en la oferta de este mercado.

Por el lado de la demanda, al desplomarse la producción industrial cayó la demanda por bonos de carbono. Por el lado de la oferta, la crisis financiera presionó a que instituciones financieras e inversionistas privados se redirigieran hacia mercados y activos más seguros. Con ello, el flujo de capital hacia países en desarrollo se redujo drásticamente, lo que impidió el financiamiento y realización de proyectos para el mercado de bonos de carbono.

#### **Sistema Europeo de Transacciones de Emisiones EU ETS**

Si bien el mercado de carbono se relaciona directamente con el Protocolo de Kioto, bajo este sistema se negocia apenas un 25% del volumen de transacciones de

derechos de emisión o bonos de carbono. Según el Business News Americas, en su serie de estudios de energía, el gran mercado de bonos de carbono es el sistema europeo de transacciones de emisiones EU ETS (European Union Emission Trading Scheme) que, con 4.500 industrias y 12.500 fuentes de emisión obligadas a cumplir metas de reducción de CO<sub>2</sub>, da cuenta de más del 70% de las transacciones a escala mundial. En el 2009 Nueva Zelanda fue el primer país, fuera de la Unión Europea, en adoptar a nivel legislativo el sistema ETS.

## EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS

La crisis económica mundial, provocó una caída en la producción industrial y por ende una reducción en las emisiones de Gases Efecto Invernadero en el 2009. El Segundo año de la Fase II del sistema de transacciones europeo (EU ETS) comenzó con una caída en el precio de los EUA, continuando con la caída iniciada a finales del 2008 por la crisis financiera y generando incertidumbre en el mercado. Como se observa en el gráfico 2, los precios lograron un récord a la baja en el primer trimestre del 2009. En febrero, el precio del EUA alcanzó los 8 Euros, a comparación de los 30 Euros en su valor nueve meses antes. Finalmente, en mayo del 2009, el mercado comenzó a recuperarse estabilizando los precios alrededor de los 13 a 16 Euros por el resto de ese año.



Fuente: State and Trends of the Carbon Market 2010, Banco Mundial  
Fig. IV.1: Tendencia del Mercado de Bonos de Carbono 2008-2010

## ANEXO V

### PRINCIPALES PROGRAMAS FOTOVOLTAICOS EN EL MUNDO

#### Alemania

Son varias las acciones realizadas por el gobierno alemán durante los últimos 25 Años. Desde 1995 éste país ha liderado a Europa en lo que a potencia FV instalada. El apoyo del gobierno alemán para investigación y desarrollo inició en 1974 y desde entonces ha continuado el apoyo a través de la Fundación Federal Alemana para el Medio Ambiente. Durante la década de los 70's se inició con 70 proyectos demostrativos. En los 90's se lanzó el programa de 1000 techos solares, el cual tuvo una sobredemanda lo que motivo al gobierno Alemán a redimensionar el programa y llegar hasta los 2000 sistemas FV, los cuales fueron instalados en el periodo 1991-1996. En 1991 se promulgó la ley *Stromeinspeisungsgstz* (Inyección de Electricidad a la RED), dio un nuevo impulso a la generación de electricidad con energías renovables. Posteriormente en el año 2000 una nueva ley de energías renovables, la cual establece una mayor contribución de éstas dentro de la oferta de energía eléctrica de entre el 5–10% para el 2010, ha dado un impulso sin precedentes a las instalaciones FV en dicho país.

Todos los incentivos y leyes descritas anteriormente dieron como resultado un crecimiento anual de alrededor del 42% para el periodo 1992-1999 en donde el 71% de las instalaciones fueron del tipo generación distribuida.

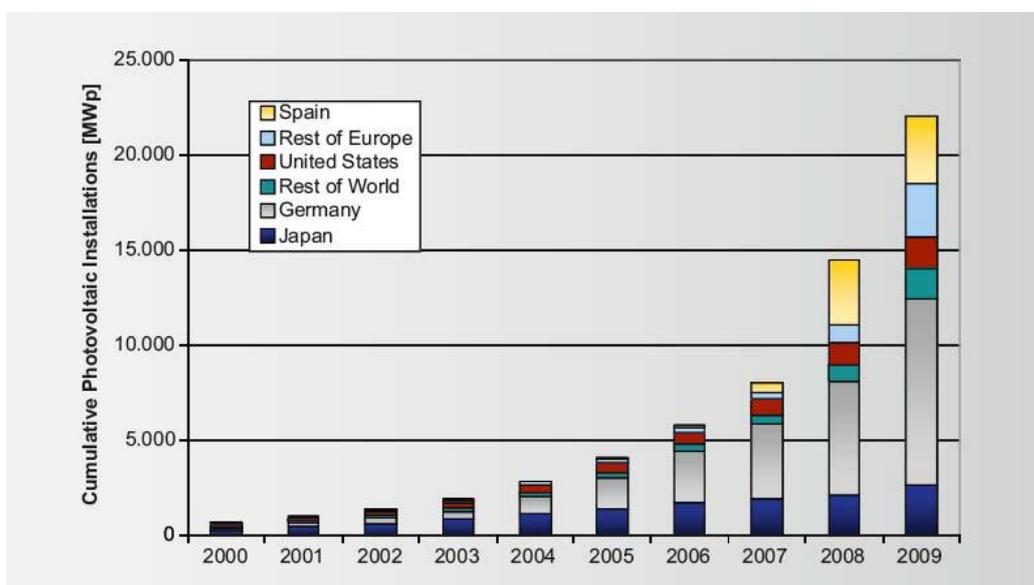


Figura V.1: Instalaciones fotovoltaicas totales de 2000 a 2009  
Fuente: Fundación Federal Alemana para el Medio Ambiente

En enero del 1999 el Ministerio de Economía y Tecnología lanzó el programa “Cien mil Techos solares” el cual permitió a los interesados a obtener créditos a 10 años con tasa 0. La meta del programa fue instalar 300 MW al final del año 2003. Este programa ha estimulado el establecimiento de compañías que producen módulos fotovoltaicos que para finales del 2003 representó una capacidad de producción de 70 MW/año.

Durante enero del 2004, una revisión de la ley donde se definen las condiciones para la venta de energía eléctrica de los sistemas FV conectados a red, revitalizó la instalación de sistemas FV. Esta ley está evocada principalmente a la venta de energía a las empresas eléctricas con tarifas preferenciales como se muestra en la tabla 1.

Sitio de Instalación del sistema FV	Tarifa cEuro/kWh
Área sin desarrollar	45.7
Techo (< 30 kW)	57.4
Techo (> 30 kW)	55
Fachada (< 30 kW)	62.4
Fachada (>30 kW)	60

Tabla V.1: Pago de electricidad fotovoltaica  
Fuente: Fundación Federal Alemana para el Medio Ambiente

## Japón

El gobierno Japonés instituyó el proyecto “Sunshine” como una respuesta a la crisis petrolera de los años 70’s. En 1993 como una medida para sortear la problemática que presenta la implantación de nuevas tecnologías lanzó “El Nuevo Programa Sunshine”. El programa es manejado bajo la directriz de la Agencia de Ciencia Industrial y Tecnología, del Ministerio de Comercio Internacional e Industria (MITI, por sus siglas en inglés) El programa incluye un Programa de Investigación y Desarrollo que va hasta el año 2010. Las políticas de investigación y desarrollo para el sector FV fue diseñado para desembocar en tecnologías para un mercado duradero y permanente y la promoción de producción masiva a bajo costo, que se traduzca en la promoción de una mayor demanda y economías de escala que lleve al establecimiento de un mercado estable y permanente.

Siguiendo a la promulgación en 1997 de la Ley de Introducción de la Promoción de la Nueva Energía, el comité asesor de energía del MITI lanzó durante 1998 la Prospectiva de Suministro Total de Energía Primaria. Esta prospectiva especificó una instalación de 5000 MW FV para el año 2010. Durante 1999 decretó una nueva estrategia de tecnología de energía y al mismo

tiempo se creó un subcomité de Nueva Energía. El trabajo de todos estos grupos de trabajo fue promover el interés público hacia la tecnología fotovoltaica. METI promueve la aceptación de la tecnología FV en el ámbito gubernamental, industrial y en el sector doméstico. Para tal fin se han llevado a cabo varios programas entre los que se encuentran los siguientes: Programa de Diseminación de Sistemas FV Residenciales, el cual está enfocado a subsidiar los costos de instalación de los sistemas instalados por personas, quienes a cambio del subsidio deberán ser promotores de la tecnología y proveer los datos operativos de sus sistemas. Durante el periodo 1994 – 1998 se instalaron 15,596 sistemas FV en casas habitación y durante 1999, 17,396 personas fueron aceptadas para unirse al programa. Mediante este programa se han instalado más de 121 MW. El 80% de la demanda de módulos FV corresponden a instalaciones en los techos de las casas con capacidades que varían entre los 3 y 5 kW. De 1992 a 1999, la demanda anual de módulos FV ha crecido a una tasa superior al 40%. A partir de 1999 el Ministerio de Construcción ha autorizado el uso de módulos FV como material para techos en las casas habitación.

### **Estados Unidos**

A principio de 1998, el Departamento de Energía de los EUA lanzó el programa “Million Solar Roofs Initiative”, el cual está enfocado a instalar un millón de sistemas solares, fotovoltaicos o térmicos en los techos de casas habitación y en edificios comerciales para finales del 2010. A pesar que la legislación federal para dar incentivos fiscales a los usuarios de dichos sistemas ha sido aprobada por el Congreso de éste país, el Departamento de Energía (DOE) está proporcionando subsidios a los Estados y socios locales del programa, con el fin de apoyar el financiamiento y la diseminación de los sistemas solares. Adicionalmente, la medición neta de energía (mecanismo que permite contabilizar el aporte de energía a la red de los sistemas fotovoltaicos), se ha implementado en 30 estados de la Unión Americana. Hasta finales de junio del 2001, las estimaciones indican que por lo menos han sido instalados 14,000 sistemas solares, de los cuales 2,000 corresponden a sistemas FV. En 1999, se definió el plan detallado para la industria y tecnología FV donde se establecieron metas y estrategias específicas que a continuación se mencionan:

- Mantener el liderazgo tecnológico en el ámbito mundial.
- Alcanzar la competitividad económica con respecto a otras tecnologías.
- Mantener un mercado sostenible y la producción FV creciente.

- Hacer la industria FV rentable y atractiva para los inversionistas.

Las metas definidas fueron:

- Mantener un crecimiento del 25% anual.
- Producir 7 GW para el 2020 de los cuales 3.2 GW deberán ser consumidos en el mercado interno.
- Disminuir los costos para el usuario final (incluidos costos de operación y mantenimiento) hasta 3 USD/WP para el 2010 y 1.5 USD/W para el 2020.

### Unión Europea

En el libro Blanco de la Comunidad Europea, reconoce que la industria fotovoltaica como dinámica y competitiva a la cual se le debe ayudar en sus esfuerzos por abrir los mercados hacia dentro de los países miembros de la comunidad como los del exterior. En el documento se define una meta de 3 GWp instalados en países miembros de la Comunidad, una meta ambiciosa pero alcanzable, según se describe en el documento de la Asociación Europea de la Industria Fotovoltaica. La meta se alcanzará principalmente con la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a red instalados en los techos de las casas y edificios públicos así como también con la instalación de fachadas solares. La figura 5.7 muestra la tendencia actual y las metas definidas en el Libro Blanco de la Comunidad Europea.

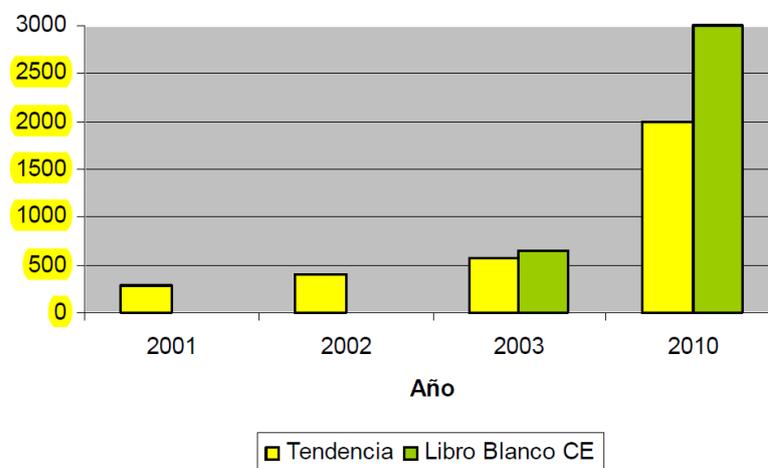


Figura V.2: Instalaciones FV en países de la Comunidad Europea  
Fuente: Libro Blanco de la Comunidad Europea

## **Marco Legal y Regulación Fotovoltaica en España**

Durante la relativamente corta vida de las instalaciones fotovoltaicas en España con relación a otro tipo de energías, la regulación efectuada en los últimos años está jugando un papel fundamental en el desarrollo de esta industria. Tres Reales Decretos (RD) han sido los causantes de dicho desarrollo:

- RD 2818/1998.
- RD 436/2004.
- RD 661/2007 (con el anuncio previo del cambio regulador del RD 7/2006).

**Real Decreto 2818/1998** de 23 de diciembre sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.

En este Real Decreto se establece la retribución de la energía vertida. Las instalaciones que no participen en el mercado de producción reciben, además, un complemento en función de la energía reactiva cedida. Dicho Real Decreto establece que las primas deberán ser actualizadas anualmente, en función de una serie de parámetros, y revisadas cada cuatro años. Para las instalaciones fotovoltaicas, las primas se aplicarán hasta que en España haya instalados 50 MW (en 1998 las tarifas eran de 66 pta/kWh para las instalaciones menores de 5 kW, y de 36 pta para las mayores de 5 kW, mientras que en 2004 ya eran de 40 c€/kWh y de 22 c€/kWh, respectivamente).

**Real Decreto 436/2004** de 12 de marzo, por el que se establece el régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial Define que la revisión de las tarifas, primas e incentivos se realizará cada 4 años a partir de 2006, y sólo afectará a las nuevas instalaciones. Se deroga el RD 2818/98 de 23 de diciembre. Para las instalaciones fotovoltaicas de hasta 100 kW se da una retribución del 575 % de la TMR (Tarifa Media o de Referencia) durante los primeros años y luego el 80 % de esa cantidad durante toda la vida de la instalación. Estas condiciones se mantendrán hasta que se tengan instalados en España 150 MW.

**Real Decreto-Ley 7/2006** de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.

Se desvincula la variación de las primas del régimen especial de la tarifa eléctrica media o de referencia (TMR). Se anuncia un cambio del marco regulador para dentro de seis meses. Durante este período se revisan diversos borradores que desestabilizan el sector.

**Real Decreto 661/2007 de 25 de mayo, por el que se establece el régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.**

Define que la revisión de las tarifas, primas e incentivos se realizará cada 4 años a partir de 2010 en que se procederá a la primera revisión. Se deroga el RD 436/2004 de 12 de marzo. Se anula la retribución de las instalaciones con respecto a la TMR, y se indexa su retribución con respecto al Índice de Precios al Consumo (IPC). Estas condiciones se mantendrán hasta que se tengan instalados en España 371 MW.

### **Nueva Reglamentación y Análisis Comparativo con las Reglamentaciones Anteriores**

El 25 de mayo de 2007 se publicó el RD 661/2007, que regula la producción de energía eléctrica en régimen especial, ratificando la apuesta estratégica a favor del desarrollo de las energías renovables y en particular de la energía solar fotovoltaica, que se inició con el RD 2818/1998 y que se consolidó con el RD 436/2004, dándole al sector una continuidad jurídica.

El nuevo RD continúa incentivando vía precio la producción de las energías renovables, manteniendo la existencia de unas primas sobre la energía producida, habida cuenta de las elevadas inversiones a realizar. Se han introducido modificaciones importantes en la determinación de los precios a aplicar cada año, que ahora se indexarán con respecto al IPC, y no como anteriormente, que se realizaba con respecto a la tarifa media de referencia (TMR). Los cambios más significativos que incluye este Real Decreto en temas de energía solar fotovoltaica, con respecto a la regulación anterior, son los siguientes:

La retribución del régimen especial no va ligada al TMR. La actualización de las tarifas irá ligada a la evolución del IPC.

Se establece un aval que deberán satisfacer las instalaciones de régimen especial al solicitar el acceso a la red de distribución. El aval era ya necesario en el caso de productores que se quieran conectar a red de transporte.

Obligación del régimen especial de potencia instalada superior a 10 MW a conectarse a un centro de control.

Obligación del régimen especial a tarifa a presentar ofertas en el mercado de producción a precio cero por medio de un representante.

Derecho del régimen especial a tarifa a que la distribuidora sea su representante para la participación en el mercado hasta el 31/12/2008. Los distribuidores empezarán a cobrar al régimen especial por este servicio un cargo de 0,5 c€/kWh a partir del 1/07/2008.

Se aplicarán costes de desvíos a las instalaciones en régimen especial a tarifa que deban disponer de equipo de medida horaria.

En 2008 se comenzará la elaboración del Plan de Energías Renovables 2011-2020.

### **Modificación de los escalones de potencia y de las primas**

En el caso de la energía fotovoltaica, se han modificado los límites de potencia para acceder a la prima más elevada, ya que en el RD 436/2004 existía un escalón significativo al pasar de 100 kW, mientras que ahora desde los 100 kW hasta los 10 MW existe una prima solamente un 5 % inferior a la prima a las instalaciones hasta 100 kW, favoreciendo la instalación de plantas de grandes dimensiones, y dando una economía de escala que hasta ahora era difícil de obtener. Se recuerda que en el caso del RD 2818/1998, el escalón existente era de 5 kW, lo que impedía el desarrollo de instalaciones de potencias mayores. También se han determinado para el sector unos límites de potencias a desarrollar por tecnologías, límites que quedan amparados por las tarifas, quedando fuera de esta seguridad económica aquellos que sobrepasen dichos límites, si bien se dará publicidad a la evolución de dichas potencias límites a través de una página web de la Comisión Nacional de Energía, límite objetivo que en el caso de las instalaciones fotovoltaicas se cifra en 371 MW, aunque a través de dicha pagina web se avisará cuando se llegue al 85 % de las cantidades señaladas, y dando a continuación un tiempo mínimo de 12 meses durante el cual las plantas inscritas en el registro ministerial cobrarán la opción de tarifa y serán tenidas en cuenta en la siguiente planificación energética en el PER 2011-2020.

Esto puede dar lugar a un periodo transitorio de inseguridad jurídica, desde que se alcance el limite objetivo hasta que se apruebe el PER, aunque puede ser solucionado por la intervención del Ministerio ampliando dichos objetivos. En el RD 2818/1998 el límite de potencia para estudio de nuevas revisiones era hasta 50 MW, y en el RD 436/2004 se hablaba de 150 MW,

siendo más que posible que para un nuevo RD se alcancen cifras de un orden de magnitud mayor, si se tienen en cuenta los escenarios previsibles de esta industria.

### **Constitución de avales**

Un tema relevante para las instalaciones fotovoltaicas, es la institución de un aval de 500 €/kW (aproximadamente un 8 % del importe de los proyectos), que debe presentarse con las solicitudes de acceso a la red, aval excesivo que aunque puede introducir orden en la excesiva petición de puntos de conexión (ya que muchos de ellos carecían de posibilidades de realizarse y sólo tenían como fin la especulación), también pueden perjudicar a una multitud de promotores con buenas intenciones, que al carecer de determinadas garantías, no puedan acceder a los citados avales. En los anteriores RD no existían los avales para la conexión a la distribución, pero sí se contemplaron para la conexión a la Red de Transporte, por un importe de un 2 % del importe de la instalación. Sigue existiendo el problema del tiempo que se tarda en gestar una instalación de este tipo, debido a la gran cantidad de instancias a las que hay que pedir permisos, licencias, autorizaciones, que impiden que dichos proyectos puedan empezar a acometerse en menos de un año o incluso dos, afectando significativamente a los costes del proyecto. Aunque el aval exigido a las instalaciones fotovoltaicas ha sido de 500 €/kW, el requerido para otras tecnologías renovables sólo es de 20 € por kW, lo cual es discriminatorio. No queda claro, además, cuál es el tratamiento del aval en cuanto a su devolución, ya que el RD solo especifica que será devuelto cuando el peticionario obtenga el acta de puesta en servicio de la instalación, y que puede ejecutarse si el solicitante desiste voluntariamente o no responde a los requerimientos de la Administración, teniéndose en cuenta también el resultado de los actos administrativos previos que puedan condicionar la viabilidad del proyecto. Pero en cambio, no se han tenido en cuenta las repercusiones económicas que pueden aparecer como consecuencia de los requerimientos de las distribuidoras, instituciones públicas, variaciones de precios no controladas por el proyecto (costes de terrenos, intereses de las cantidades a financiar, variaciones del coste de materiales y equipos, etc.), que pueden acabar haciendo no viable un proyecto, sin necesidad de que sean actos administrativos previos. Eso sin hablar de cuestiones tan obvias como en qué momento se recupera el aval, o la necesidad de tener una idea previa de si hay o no posibilidad real de conseguir la conexión donde se quiere pedir el punto de acceso. Es de destacar que los avales anteriores no se exigen para las instalaciones realizadas en edificios, teniendo con ello un efecto favorecedor, facilitando lo establecido dentro del nuevo Código Técnico de Edificación.

### **Riesgos reguladores**

No se ha eliminado totalmente el riesgo regulador que tenía el sector de las renovables, ya que aunque se actualiza la retribución cada año indexándola con respecto al IPC menos 0,25 hasta 2012 y menos 0,5 a partir de entonces, el regulador se reserva el derecho de revisar las tarifas cada cuatro años, modificar los anexos, e incluso modificar el tiempo desde que se consiga el 85% del límite objetivo, tal y como ha llegado a intentarse circunstancialmente al querer reducirlo a seis meses en la publicación en el B.O.E. a finales de julio, aunque después se anuló y siguen siendo doce meses. Esto sin hablar de que con el anterior RD era más favorable que las tarifas estuvieran indexadas al precio de la Tarifa Media de Referencia, aunque al ser el IPC un parámetro oficial, sigue siendo un parámetro de estabilidad del sector.

Prioridad de acceso a la red, obligación de adscripción a un Centro de control y procedimiento de reparto de costes Otra de las novedades del RD 661/2007 es la prioridad de acceso a la red de las energías renovables, la obligación de adscribir las instalaciones mayores de 10 MW a un Centro de control de generación, la exclusión del cobro de la garantía de potencia y servicios del sistema a las tecnologías no gestionables (como la fotovoltaica), y la elaboración de un procedimiento para repartir costes de infraestructuras y refuerzos de red que sean necesarios para evacuar la energía generada, aunque de hecho todos los costes de esas modificaciones ya se estaban sufragando con inversiones repercutidas por los generadores, ya que las empresas distribuidoras se los repercutían.

### **Sistema de seguimiento**

En el RD 661/2007 se prevé la creación de un procedimiento telemático que establezca una comunicación permanente entre las comunidades autónomas y el Gobierno central, y ordena a la Comisión Nacional de la Energía (CNE) la implantación de un sistema de información, a través de su página web, que permita conocer mensualmente la evolución de cada tecnología y así tener un mecanismo que controle el alcance del 85 % del objetivo establecido para cobrar la tarifa, aunque las que sobrepasen el objetivo se tengan en cuenta para la siguiente planificación energética.

## Plan de Energías Renovables 2010-2020

Para seguir avanzando hacia al objetivo planteado de conseguir que en 2020 en la Unión Europea el 20 % de la energía primaria sea cubierto con las energías renovables, no se debe detener el proceso en el objetivo fijado en nuestro país para la energía fotovoltaica de 371 MW, sino que se debe continuar con la vista puesta en metas mucho más amplias, realizando un Plan de Energías Renovables para el período 2010-2020 que asegure estas previsiones.

### Evolución de las tarifas reguladas

Una comparación de la evolución de las tarifas reguladas con los tres Reales Decretos, se puede observar en las tablas I y II, y sobre todo de la evolución de los escalones de potencia favorecidos por ellos (aunque se comparen precios de 1998 con otros de 2004, y a su vez éstos con los actuales de 2007), lo que da una idea de dicha evolución y de los motivos de su crecimiento a lo largo del tiempo, aunque también influyan otros muchos factores económicos.

Tabla I. Evolución de las tarifas reguladas en los RD de 1998, 2004 y 2007.

	TARIFAS REGULADAS				
	RD 2818/1998		% sobre TMR	RD 436/2004	RD 661/2007
	pta/kWh Tarifas de 1998	c€/kWh Tarifas de 2004		c€/kWh	c€/kWh
TMR año 2007: 7,6588 c€/kWh					
Solar fotovoltaica menor o igual a 5 kW					
Primeros 25 años desde su puesta en servicio	66,00	40,00			
A partir de los 25 años	66,00	40,00			
Solar fotovoltaica mayor de 5 kW hasta 50 MW					
Primeros 25 años desde su puesta en servicio	36,00	22,00			
A partir de los 25 años	36,00	22,00			
Solar fotovoltaica menor o igual a 100 kW					
Primeros 25 años desde su puesta en servicio	36,00	22,00	575 %	44,03810	44,0381
A partir de los 25 años	36,00	22,00	460 %	35,23048	35,2305
Solar fotovoltaica mayor de 100 kW e igual o menor de 10 MW					
Primeros 25 años desde su puesta en servicio	36,00	22,00	300 %	22,97640	41,7500
A partir de los 25 años	36,00	22,00	240 %	18,38112	33,4000
Solar fotovoltaica mayor de 10 MW e igual o menor de 50 MW					
Primeros 25 años desde su puesta en servicio	36,00	22,00			22,9764
A partir de los 25 años	36,00	22,00			18,3811
					Necesidad de Centro de control (> 10 MW)

Tabla V.3: Evolución de las tarifas reguladas en los RD de 1998, 2004 y 2007  
Fuente: Comisión Nacional de Energía de la Comunidad Europea

Tabla II. Evolución de las tarifas de mercado en los RD de 1998, 2004 y 2007.

	MERCADO (el precio total sería el precio del mercado o libremente negociado más el incentivo y la prima)					
	RD 2818/1998	RD 436/2004			RD 661/2007	
		Prima (% TMR)	Prima (c€/kWh)	Incentivo (% TMR)	Incentivo (c€/kWh)	c€/kWh
Solar fotovoltaica menor o igual a 100 kW Primeros 25 años desde su puesta en servicio A partir de los 25 años	No era obligatorio para < 50 MW	250 % 200 %	19,147 15,3176	10 % 10 %	0,76588 0,76588	No aplica para < 50 MW
Solar fotovoltaica mayor de 100 kW e igual o menor de 10 MW Primeros 25 años desde su puesta en servicio A partir de los 25 años						
Solar fotovoltaica mayor de 10 MW e igual o menor de 50 MW Primeros 25 años desde su puesta en servicio A partir de los 25 años						

Tabla V.4: Evolución de las tarifas de mercado en los RD de 1998, 2004 y 2007

Fuente: Comisión Nacional de Energía de la Comunidad Europea

### Evolución de las Instalaciones Fotovoltaicas según los Reales Decretos

Es evidente que la regulación del Sector Eléctrico juega y debe jugar el papel de orientar la evolución de las energías en función de las necesidades energéticas nacionales, incentivando o desincentivando su producción en función del grado de desarrollo o de interés en la misma.

En el caso de la energía fotovoltaica, la entrada en vigor de los principales Reales Decretos a los que se ha hecho referencia:

RD 2818/1998, RD 436/2004 y RD 661/2007

Han influido notablemente en la evolución del régimen especial en España, y en particular en la energía solar fotovoltaica, tal y como se ha podido constatar con los dos primeros Reales Decretos, y en pocos meses se podrá ver con el recién salido RD 661/2007.

### Escalones de potencia

En España a través del RD 2818/1998 se le daba una tarifa preferente a las instalaciones fotovoltaicas con una potencia nominal de hasta 5 kW. Esto dio lugar a una estructura de potencias, en la que el porcentaje de instalaciones inscritas en el Registro Especial de Productores de Energía (REPE) con potencias inferiores o iguales a 5 kW era del 71,41 %, de las cuales el porcentaje de las instalaciones con una potencia nominal exactamente igual a 5 kW era del 52,95 %. La potencia acogida a ese RD ha sido de aproximadamente 6 MW (de los 150 MW máximos admisibles).

El tratamiento también preferencial que se dio a las instalaciones con potencias nominales iguales o inferiores a 100 kW, también se vio reflejado en las instalaciones adscritas al RD 436/2004, ya que el porcentaje de las instalaciones inscritas en el Registro Especial de Productores de Energía (REPE) con potencias inferiores o iguales a 100 kW era del 97,11 %, de las cuales el porcentaje de las instalaciones con una potencia nominal exactamente igual a 100 kW era del 24,94 %. En este último caso hay que decir que la picaresca ha hecho que instalaciones mayores de 100 kW se hayan inscrito a nombre de diferentes empresas en partes de 100 kW (más del 10% del total en potencia de las instalaciones), conectándose en baja tensión y en algunos casos cediendo las instalaciones de evacuación de media tensión a la empresa distribuidora correspondiente.

La potencia acogida a este RD ha sido de aproximadamente 160 MW según registro de instalaciones inscritas en el REPE hasta Julio de 2007 (de los 150 MW máximos admisibles, superándose ese máximo).

Es de suponer que la reciente aparición del RD 661/2007 propiciará la aparición de grandes instalaciones en muy poco tiempo, ya que la diferencia entre las tarifas inferiores a 100 kW y las superiores a 100 kW e inferiores a 10 MW solamente varían en un 5% a favor de las de potencia más pequeña. Seguramente el nuevo escalón de potencia se situará en los 10 MW, donde se produce un cambio de prima realmente apreciable y siendo además esa la potencia necesaria para tener la obligación de conectarse a un Centro de control.

### **Seguidores solares**

Otro de los aspectos derivados de intentar conseguir una mayor rentabilidad en las instalaciones ha sido la evolución de las que cuentan con seguidores solares, con un incremento de la potencia unitaria de dichos seguidores, que se inició con potencias de hasta 5 kW, tal y como auspicio el RD 2818/1998, hasta el caso actual, en el que existen seguidores solares a dos ejes con potencias superiores a 30 kW (integrando así los 100 kW en tres seguidores) y superficies de vela superiores a 300 m<sup>2</sup>, lo que conlleva un estudio muy detallado de la influencia del viento en las estructuras necesarias para contener con seguridad tal cantidad de módulos fotovoltaicos.

### Crecimiento del sector fotovoltaico

En cuanto al crecimiento del sector fotovoltaico, y a la vista de los gráficos de potencia anual instalada hasta finales de 2006 (figura 5.8, datos de la Asociación de la Industria Fotovoltaica - ASIF, <http://ww.asif.es/>), y la evolución de la potencia instalada durante los meses de 2007 (figura 5.10 y tabla 5.11, datos de la Comisión Nacional de Energía - CNE, se puede observar que como consecuencia del RD 2818/1998 el crecimiento del sector ha sido discreto al propiciar las instalaciones de rango menor o igual a 5 kW, y en cambio, con la llegada del RD 436/2004, se observa una variación de la pendiente de crecimiento exponencial, al aumentar el rango de 5 kW al de 100 kW en la tarifa preferente. La llegada del RD 661/2007 traerá las grandes instalaciones, pudiendo con ello cumplirse holgadamente los objetivos que se le plantean a la energía solar fotovoltaica en el PER actual y en el futuro. La CNE emitió a primeros de agosto el procedimiento para llevar a cabo el seguimiento de los objetivos establecidos en el RD 661/2007 para las retribuciones actuales (figura 5.10, datos de la Comisión Nacional de Energía - CNE, que se van actualizando mes a mes). La conclusión es que en el caso de los objetivos de las instalaciones fotovoltaicas, ya se ha llegado durante el mes de julio al 83 %, y que a mediados de Agosto se haya conseguido el 85 %, con lo que posiblemente en noviembre se logre el 100 % del objetivo marcado de 371 MW, y que a finales del año 2008 pudiera alcanzarse incluso la cifra de 1000 MW instalados.



Fig. V.3: Instalaciones FV en España  
Fuente: Comisión Nacional de Energía de España

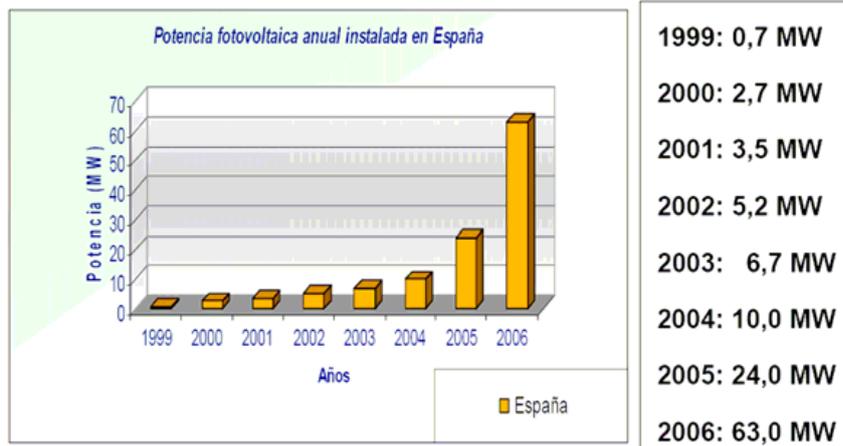


Fig. V.4: Datos de ASIF de las instalaciones solares fotovoltaicas en España  
Fuente: Asociación de la Industria Fotovoltaica de España

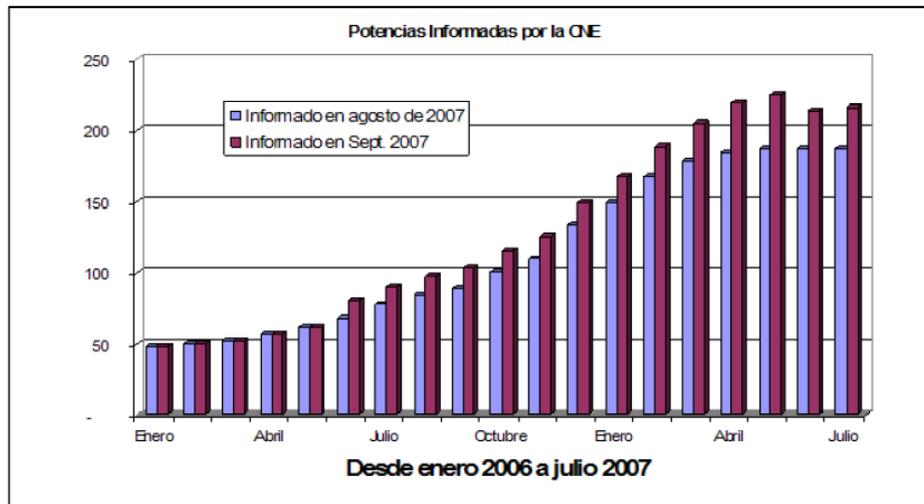


Fig. V.5: Potencias informadas por la CNE  
Fuente: Comisión Nacional Energía de España

**Disposición final cuarta.** *Desarrollo normativo y modificaciones del contenido de los anexos.* Se autoriza al Ministro de Industria, Turismo y Comercio a dictar cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo de este Real Decreto y para modificar

los valores, parámetros y condiciones establecidas en sus anexos, si consideraciones relativas al correcto desarrollo de la gestión técnica o económica del sistema así lo aconsejan (...). Se habilita a la Secretaría General de Energía a modificar al alza los objetivos límites de potencia de referencia, establecidos en los artículos 35 al 42, siempre que ello no comprometa la seguridad y estabilidad del sistema y se considere necesario.

<i>Resultado para el mes</i>			
<i>n/año</i>	<i>7</i>	<i>2007</i>	
	<i>PE<sub>n</sub></i> (MW)	<i>PO</i> (MW)	<i>G<sub>n</sub></i> (%)
Cogeneración	6388	9215	69 %
Solar PV	306	371	83 %
Solar termoeléctrica	11	500	2 %
Eólica	12 624	20 155	63 %
Eólica (DT7 <sup>a</sup> )	0	2000	0 %
Hidráulica ≤ 10 MW	1314	2400	55 %
Biomasa (b6 y b8)	347	1317	26 %
Biomasa (b7)	175	250	70 %
Residuos Sólidos Urbanos	275	350	79 %

*PE: Potencia equivalente (PE) que cuente con inscripción definitiva en el mes n.*  
*PO: Potencia objetivo de cada categoría o, en su caso, grupo o subgrupo.*  
*G<sub>n</sub>: Grado de cumplimiento de los objetivos establecidos en el RD 661.*

*Tabla V.5: Datos de la CNE sobre la información de Potencia de Régimen Especial, con inscripción definitiva, de instalaciones solares fotovoltaicas en España para el mes de julio de 2007.*

## ANEXO VI

# EDELNOR, DIAGNOSTICO ESTRATEGICO Y EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE GENERACION

## DIAGNOSTICO ESTRATEGICO

### 1. CINCO FUERZAS DE PORTER



Fig. VI.1: Cinco Fuerzas de Porter

Fuerzas de Porter	Ocurrencia / Tendencia
Rivalidad en los Competidores	<ul style="list-style-type: none"> <li>- No existe rivalidad en el Mercado Regulado</li> <li>- Monopolio Natural</li> <li>- En el Mercado Libre son las Generadoras</li> <li>- Tecnologías de generación distribuida con fuentes renovables</li> </ul>
Poder de Negociación de los Proveedores	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Generadores de energía</li> <li>- Suministro de materiales</li> <li>- Mano de obra; contratistas con poco poder de negociación y costos bajos.</li> </ul>
Amenaza de Nuevos Entrantes	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Modelo económico no permite el ingreso de otra empresa de concesión</li> <li>- Los clientes podrían aplicar la tecnología de generación distribuida con fuentes renovables para su propio suministro de energía eléctrica</li> </ul>
Amenaza de Productos Sustitutos	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Micro Generación distribuida autónomas con fuentes renovables fotovoltaicas</li> <li>- Comercialización del gas natural</li> <li>- Uso eficiente de energía, "la energía negativa"</li> </ul>
Poder de Negociación de los Clientes	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tarifas reguladas</li> <li>- Solo la opción tarifaria puede ser negociada en el segmento de grandes clientes: MT2, MT3, MT4, BT2, BT3, BT4</li> <li>- Bajo poder de negociación clientes regulados</li> </ul>

Tabla VI.1: Cinco Fuerzas de Porter Relacionado con el Indicio

#### a) Rivalidad en los competidores

Para el mercado regulado, la empresa tiene firmado con el estado peruano un contrato ley, mediante el cual el estado le otorga en concesión un área geográfica para el desarrollo de sus actividades comerciales, además la Ley de Concesiones Eléctricas obliga a los concesionarios a atender las necesidades de energía eléctrica de los clientes que solicitan servicio dentro de su zona de concesión. Por su parte, la empresa para desarrollar las actividades de distribución, tiene que realizar altas inversiones por cada unidad de energía suministrada.

Dichas consideraciones hacen que el negocio se convierta en un monopolio natural en la zona concesionada.

En el mercado libre, cualquier empresa generadora puede realizar negocio de venta de energía, aún cuando el cliente se ubica dentro de la zona de concesión.

El desarrollo tecnológico permite disponer de aplicaciones de generación distribuida con fuentes renovables para los clientes.

#### b) Amenaza de Nuevos entrantes:

En el mercado regulado de distribución de energía eléctrica, el modelo económico y el marco legal peruano, no permiten el ingreso de otras empresas a diferencia del

mercado libre, en el cual esto sí es posible, como se explica en la fuerza de la competencia.

Aunque el uso de la tecnología de microgeneración distribuida aun no está muy difundido, los clientes finales podrían utilizar estos sistemas de generación distribuida con fuentes renovables para su propio abastecimiento de energía eléctrica

**c) Amenazas de Productos Sustitutos:**

El fomento de la inversión en tecnologías de generación con fuentes renovables permite la posibilidad de introducir en el negocio de la empresa, la micro generación distribuida a través de sistemas fotovoltaicos en viviendas residenciales y otros clientes, como proyecto de desarrollo sostenible.

En el segmento doméstico se tiende a emplear el gas natural en lugar de la energía eléctrica y para el funcionamiento de los calentadores de agua. Se prevé un mayor crecimiento del mercado del gas natural, en los segmentos comercial e industrial debido a la masificación de distribución del gas de Camisea en Lima.

**d) Poder de Negociación de los Proveedores:**

La empresa cuenta con cuatro tipos de proveedores:

De energía eléctrica: constituida por las empresas de generación eléctrica. En este caso, el precio de la energía es regulado, negociándose las unidades físicas de la energía.

De materiales: son empresas nacionales o extranjeras quienes suministran materiales y equipos eléctricos, equipos de computo, control, medición y protección, etc. La gestión de compra de materiales es centralizada a nivel latinoamericano para todas las empresas que integran el grupo ENERSIS. Dicha gestión lo realiza la empresa CAM, parte del grupo ENERSIS, y está orientada a aquellos materiales con características y usos comunes y que representan el mayor volumen de compra. De esta manera se logra importantes economías de escala.

De servicios: son las empresas que brindan los servicios especializados de informática y comunicaciones. Son suministrados por empresas del grupo ENERSIS.

De mano de obra: son los contratistas encargados de ejecutar obras de expansión, trabajos de operación, mantenimiento eléctrico y comercial. Es contratada localmente y debido a la alta oferta, se presentan con bajo poder de negociación.

**e). Poder de Negociación de los Clientes:**

Existen dos tipos de clientes:

Clientes regulados: son aquellos a quienes la distribuidora está obligada a atender bajo un esquema de precios regulados. La empresa no tiene poder de negociación.

Clientes libres: clientes calificados como tal por su demanda contratada (mayor o igual a 2500 kW). Para este segmento, la tarifa de los peajes (costo de energía y potencia) que cobra el distribuidor es regulado.

## **f). VISION, MISION Y VALORES**

Edelnor ha establecido su posición estratégica de acuerdo a:

### **f.1). VISION**

"Queremos ser la mejor empresa de servicios del Perú, comprometidos con nuestros clientes, orgullo para nuestros trabajadores, rentables para el accionista y protagonistas en el desarrollo de la comunidad." (Edelnor S.A.A.)

### **f.2). MISIÓN**

- Ser una empresa líder orientada a la mejora continua.
- Realizar nuestra actividad con responsabilidad y en armonía con el medio ambiente y el desarrollo sostenible.
- Entregar un servicio vital para la calidad de vida de las personas, el desarrollo de las empresas y la comunidad.
- Fomentar una cultura de servicio al cliente.
- Entregar nuevos servicios y productos que respondan a las necesidades de nuestros clientes.
- Fomentar una cultura proactiva, de pertenencia, adaptabilidad y compromiso en nuestros trabajadores y contratistas.
- Obtener una retribución acorde a la calidad de los productos y servicios que entregamos, creando valor en forma sostenida.
- Contribuir al desarrollo de las comunidades que atendemos.

### **f.3). VALORES**

Personas: Aseguramos las oportunidades de desarrollo en base al mérito y a la aportación profesional.

Trabajo en Equipo: Fomentamos la participación de todos para lograr un objetivo común, compartiendo la información y los conocimientos.

Conducta Ética: Actuamos con profesionalidad, integridad moral, lealtad y respeto a las personas.

Orientación al Cliente: Centramos nuestro esfuerzo en la satisfacción del cliente, aportando soluciones competitivas y de calidad.

Innovación: Promovemos la mejora continua y la innovación para alcanzar la máxima calidad desde criterios de rentabilidad.

Orientación a Resultados: Dirigimos nuestras actuaciones hacia la consecución de los objetivos del proyecto empresarial y la rentabilidad para nuestros accionistas, tratando de superar sus expectativas.

Comunidad y Medio Ambiente: Nos comprometemos social y culturalmente con la comunidad. Adaptamos nuestras estrategias empresariales a la preservación del medio ambiente.

#### f.4). MATRIZ FODA

Para fines de la presente investigación se ha desarrollado la siguiente Matriz FODA.

FORTALEZAS	OPORTUNIDADES
Alta certeza sobre ingresos y márgenes futuros	Política de Desarrollo Sostenible
Regulación sobre la base de estándares internacionales	Aumento poblacional y construcción de nueva vivienda
Posición monopólica y mercado cautivo	Implementación de proyecto de desarrollo sostenible con energías renovables - Producción Más Limpia
Respaldo del grupo Endesa, patrimonial y de "Know how" en el negocio de distribución eléctrica	Crecimiento económico del país e incremento de facturación total de clientes de Edelnor
Gestión eficiente y adecuada estructura operativa y financiera de Edelnor	La empresa realiza continuamente inversiones para mejorar y ampliar sus servicios
DEBILIDADES	AMENAZAS
Alta dependencia en la regulación	Aumento en la competencia en el mercado libre
Existencia de conexiones clandestinas y hurto	Situación política incierta con probable renegociación de concesión eléctrica
Ingresos por venta de energía a clientes regulados son definidos por el estado	Sustitución de electricidad por gas de camisea
Exigencias de Normas Técnicas de Calidad del Servicio obliga inversiones para cumplimiento	Sustitución de consumo de electricidad por fuentes autónomas de energías renovables
Relativa dependencia del sector eléctrico respecto a las condiciones hidrológicas del país	Relativa incertidumbre en el abastecimiento futuro de energía eléctrica en el mediano plazo

Tabla VI.2: Análisis Estrategias FODA

Procedimiento de Elaboración de Matriz FODA y determinación de los Lineamientos Estratégicos, empleando la ponderación de Factores de influencia:

FACTOR DE INFLUENCIA		
FACTOR	GRADO DE INFLUENCIA	VALOR
<b>A</b>	<b>EXTREMA</b>	<b>16-18</b>
<b>B</b>	<b>MAYORITARIA</b>	<b>13-15</b>
<b>C</b>	<b>NORMAL</b>	<b>07-12</b>
<b>D</b>	<b>REGULAR</b>	<b>04-06</b>
<b>E</b>	<b>MUY POCO</b>	<b>01-03</b>

Tabla VI.3: Factores de influencia para la Matriz FODA

DIAGRAMA FODA		OPORTUNIDADES					AMENAZAS					VARIABLES	
		Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7	Y8	Y9	Y10		
		Política de Desarrollo Sostenible permite priorizar casos relacionados	Aumento poblacional y de la construcción de vivienda	Implementación de proyectos de DS con energías renovables	Crecimiento económico del país e incremento de facturación	Realiza inversiones para mejorar y ampliar sus servicios	Aumento en la competencia en el mercado libre	Situación política incierta	Sustitución de electricidad por gas de camisea	Instalación de fuentes autónomas de energías renovables	Incertidumbre de abastecimiento futuro de energía eléctrica		
FORTALEZAS	X1	Alta certeza sobre ingresos y márgenes futuros	A	B	A	D	B	B	A	B	C	C	
	X2	Regulación sobre la base de estándares internacionales	B	D	C	D	D	D	B	C	D	C	
	X3	Posición monopólica y mercado cautivo	C	C	B	D	C	E	D	B	B	E	
	X4	Respaldo del grupo Endesa, patrimonial y de "Know how"	A	B	A	C	D	A	D	C	C	E	
	X5	Gestión eficiente y Adecuada estructura operativa y financiera	C	C	B	B	C	B	D	D	C	E	
DEBILIDADES	X6	Alta dependencia en la regulación	D	D	D	C	E	E	C	D	D	D	
	X7	Existencia de conexiones clandestinas y hurto	C	C	D	B	A	C	D	E	B	B	
	X8	Ingresos Regulados por venta de energía a clientes	E	E	C	D	E	E	C	C	C	C	
	X9	Exigencias de Normas obliga inversiones para cumplimiento	E	D	E	D	D	C	D	D	C	C	
	X10	Relativa dependencia del sector eléctrico por condiciones hidrológicas	C	E	C	D	C	E	E	E	D	B	

Tabla VI.4: Matriz FODA y factores de influencia

**DIAGRAMA FODA**

		OPORTUNIDADES					AMENAZAS					VARIABLES	
		Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7	Y8	Y9	Y10		
		Política de Desarrollo Sostenible permite priorizar casos relacionados	Aumento poblacional y de la construcción de vivienda	Implementación de proyectos de DS con energías renovables	Crecimiento económico del país e incremento de facturación	Realiza inversiones para mejorar y ampliar sus servicios	Aumento en la competencia en el mercado libre	Situación política incierta	Sustitución de electricidad por gas de camisea	Instalación de fuentes autónomas de energías renovables	Incertidumbre de abastecimiento futuro de energía eléctrica		
FORTALEZAS	X1	Alta certeza sobre ingresos y márgenes futuros	18	15	18	6	15	15	18	15	12	12	144
	X2	Regulación sobre la base de estándares internacionales	13	6	7	6	6	6	15	12	6	9	86
	X3	Posición monopólica y mercado cautivo	12	12	13	6	12	3	6	15	15	3	97
	X4	Respaldo del grupo Endesa, patrimonial y de "Know how"	18	15	16	12	6	18	6	12	12	3	118
	X5	Gestión eficiente y Adecuada estructura operativa y financiera	7	12	13	15	12	15	6	6	10	3	99
DEBILIDADES	X6	Alta dependencia en la regulación	6	6	4	12	3	3	12	6	4	6	62
	X7	Existencia de conexiones clandestinas y hurto	7	12	4	15	18	12	6	3	13	15	105
	X8	Ingresos Regulados por venta de energía a clientes	1	3	7	6	3	3	12	12	7	12	66
	X9	Exigencias de Normas obliga inversiones para cumplimiento	1	6	1	6	6	12	6	6	7	12	63
	X10	Relativa dependencia del sector eléctrico por condiciones hidrologicas	7	3	7	6	9	3	3	3	4	15	60
		90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	

Tabla VI.5: Matriz FODA y Valoración de factores de influencia

**DIAGRAMA FODA**

		OPORTUNIDADES					AMENAZAS					VARIABLES	
		Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7	Y8	Y9	Y10		
		Política de Desarrollo Sostenible permite priorizar casos relacionados	Aumento poblacional y de la construcción de vivienda	Implementación de proyectos de DS con energías renovables	Crecimiento económico del país e incremento de facturación	Realiza inversiones para mejorar y ampliar sus servicios	Aumento en la competencia en el mercado libre	Situación política incierta	Sustitución de electricidad por gas de camisea	Instalación de fuentes autónomas de energías renovables	Incertidumbre de abastecimiento futuro de energía eléctrica		
FORTALEZAS	X1	Alta certeza sobre ingresos y márgenes futuros	<b>291</b>					<b>253</b>					
	X2	Regulación sobre la base de estándares internacionales											
	X3	Posición monopólica y mercado cautivo											
	X4	Respaldo del grupo Endesa, patrimonial y de "Know how"											
	X5	Gestión eficiente y Adecuada estructura operativa y financiera											
DEBILIDADES	X6	Alta dependencia en la regulación	<b>159</b>					<b>197</b>					
	X7	Existencia de conexiones clandestinas y hurto											
	X8	Ingresos Regulados por venta de energía a clientes											
	X9	Exigencias de Normas obliga inversiones para cumplimiento											
	X10	Relativa dependencia del sector eléctrico por condiciones hidrologicas											
		90	90	90	90	90	90	90	90	90	90		

Tabla VI.6: Matriz FODA y cuadrante a trabajar (color rojo)

Análisis de Estrategias FO:

Del análisis Foda, Obtenemos las siguientes líneas estratégicas, las que se muestran en la Tabla N° 1.7 que se muestra a continuación, en la misma también se indican las iniciativas y decisiones estratégicas.

X1 / Y1 ... Y5	Plantear proyectos innovadores para clientes domiciliarios	Iniciativa
	Emplear las fuentes renovables para los proyectos de Desarrollo Sostenible (D.S.)	Iniciativa
	<b>Promover los estudios en Proyectos de Desarrollo Sostenible</b>	<b>Objetivo</b>
	Evaluar proyectos D.S. de generacion electrica con fuentes fotovoltaicas en clientes de Edelnor	Decision
X4 / Y1 ... Y5	Emplear experiencias de Endesa para la implementacion de proyectos D.S. para reducion de emisiones GEI en el Peru	Decision
	<b>Planificar proyectos de uso eficiente de energia y fuentes renovables de generacion en clientes Edelnor</b>	<b>Objetivo</b>
	Evaluar en lo clientes la factibilidad del uso de fuentes renovables como generacion distribuida	Iniciativa
	Estudiar para los clientes del area de concesion de Edelnor la fatibilidad del uso de generacion distribuida con sistemas fotovoltaicos	Decision

Tabla VI.7: Analisis de Estrategias FO

#### f.7). OBJETIVOS ESTRATEGICOS

A continuación presentamos los objetivos estratégicos como resultado del Análisis FODA:

Objetivos:

Promover los estudios en Proyectos de Desarrollo Sostenible:

Edelnor y todas las empresas del Grupo Endesa están comprometidas con el Desarrollo Sostenido, por lo tanto a desarrollar proyectos de acuerdo a la realidad de cada área local del negocio, los cuales deben contribuir a mitigar los impactos ambientales, tales como disminuir la emisiones de CO2 de las Centrales Térmicas generadoras del Sistema Interconectado, siendo una de las alternativas el empleo de sistemas fotovoltaicos como generación eléctrica distribuida. Asimismo evaluar otras fuentes renovables aplicables, en cumplimiento estricto de las normas vigentes en el Perú y las normas técnicas internacionales y homologadas por Endesa

Planificar los proyectos de uso eficiente de energía y fuentes renovables de generación en clientes Edelnor:

Edelnor debido a su ubicación de un negocio estratégico en el mercado eléctrico peruano, es el promotor del desarrollo y de la tecnología en el país, por tanto luego de haber asumido como suyas los acuerdos del pacto mundial tiene como objetivo contribuir con el desarrollo social, económico y conservación del medio ambiente. Cuenta con mas de un millón de clientes usuarios del servicio eléctrico en la cual puede incentivar el negocios relacionados con el uso eficiente y empleo de fuentes renovables de generación eléctrica.

Iniciativa:

Plantear proyectos innovadores para clientes domiciliarios

Emplear las fuentes renovables para los proyectos de Desarrollo Sostenible (D.S.).

Decisión:

Evaluar proyectos D.S. de generación eléctrica con fuentes fotovoltaicas en clientes de Edelnor

Emplear experiencias de Endesa para la implementación de proyectos D.S. y reducción de emisiones GEI en el Perú

La presente tesis analizara el proyecto para clientes de Edelnor basado en la "MICRO GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA DISMINUIR EMISIONES DE CO2"

#### **f.8). BALANCED SCORECARD**

A continuación se muestra el Mapa estratégico de Edelnor considerando el proceso de interés, este mapa se elaboro tomando en cuenta el Análisis de Fuerzas de Porter del ítem (1.4.4.7.1), La visión, misión y valores de la empresa indicados en el ítem (f), el análisis de la matriz FODA del ítem (f.4) y los objetivos estratégicos identificados según ítem (f.7).

## Mapa Estratégico Edelnor 2008 - 2011



Fig. VI.2: Mapa estratégico de Edelnor

Habiendo desarrollado el estudio de la organización en cuanto a los proveedores, a los clientes, a los productos y servicios, principalmente del área de Innovación y Gestión Ambiental de la Gerencia de Recursos Humanos, sin dejar de lado a las áreas de la Gerencia Comercial que comprende la atención a los clientes (facturación, nuevos servicios, reclamos, etc) y la Gerencia Técnica que comprende la explotación de la infraestructura de instalaciones eléctricas (Mantenimiento, Proyectos y Obras, etc). Considerando estos aspectos en las Cinco Fuerzas de Porter se determinó que las nuevas fuerzas están en los clientes.

Luego de elaborar la matriz FODA al área de interés, nos permite concluir que el principal objetivo estratégico es lograr la implementación de proyectos de desarrollo sostenible que permita a través de los clientes de Edelnor contribuir a la conservación del ambiente y mejorar las condiciones reduciendo las emisiones de GEI.

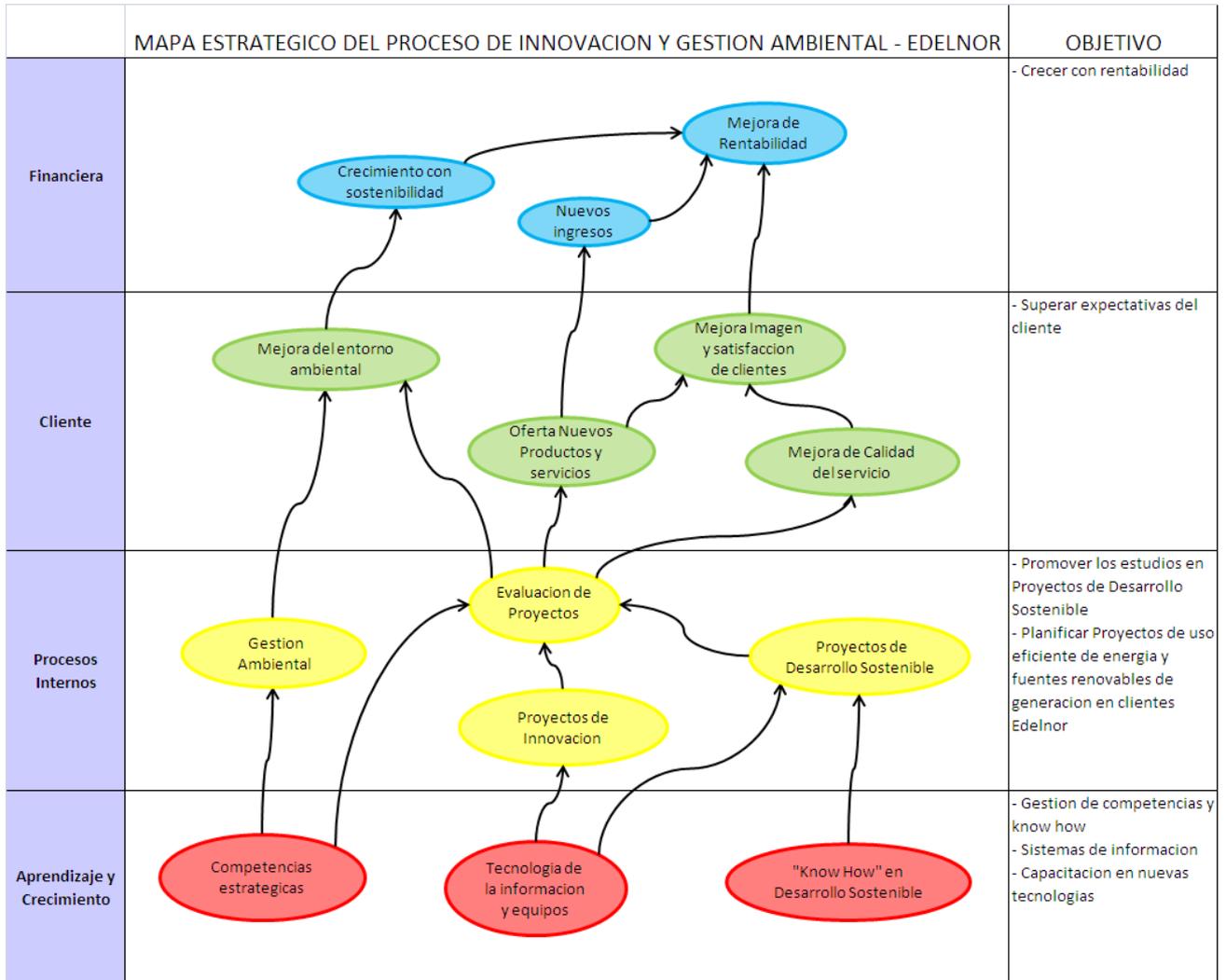


Fig. VI.3: Mapa estrategico del Proceso de Innovacion y Gestion Ambiental

Llevando el analisis al Mapa Estrategico concluimos que el area de Gestion de la Innovacion y Medio Ambiente tiene la factibilidad tecnica para la implementacion de los proyectos de Desarrollo Sostenible siendo una de las alternativas la instalacion de sistemas de microgeneracion distribuida con sistemas fotovoltaicos en viviendas urbanas lo que permitira la disminucion de emisiones de CO2 por las Centrales termoelectricas del sistema interconectado, cuya parte de la potencia seria desplazada por los sistemas fotovoltaicos.

Las conclusiones obtenidas según los análisis antes mencionados están relacionadas con los indicios, los mismos que presentamos a continuación.