



Viabilidad de la generación solar distribuida en Brasil

MEMORIA

Autor: Adrimar Venancio do Nascimento

Director: Rafael M. Lamaison Urioste

Convocatòria: Ordinaria

Màster en Enginyeria de l'Energia



Màster Interuniversitari UB-UPC d'Enginyeria en Energia

Sol·licitud d'acceptació de presentació del Treball Final de Màster i
sol·licitud de defensa pública.

Alumne: Adrimar Venancio do Nascimento

DNI:

Títol: **Viabilidad de la generación solar distribuida en Brasil.**

Director: Rafael M. Lamaison Urioste

Acceptació de la presentació del Treball:

Confirmo l'acceptació de la presentació del Treball Final de Màster.

Per a que consti,

M. Lamaison Urioste, Rafael.

Sol·licito:

La defensa pública del meu Treball Final de Màster.

Per a que consti,

Venancio do Nascimento, Adrimar.



RESUMEN

La utilización de fuentes renovables de energía ha experimentado un salto en los últimos años. Varios países pusieron en marcha programas de desarrollo de fuentes eólicas e solares, lo que ha contribuido para un incremento de esas modalidades en la matriz energética mundial.

La producción de energía eléctrica en Brasil está muy basada en plantas hidráulicas, sin embargo, la introducción de fuentes alternativas es una necesidad. Las plantas eólicas y de biomasa ya han experimentado un incremento. La energía solar fotovoltaica sigue a pasos lentos y la generación distribuida es un camino para su viabilidad.

En Brasil existe una reglamentación para la generación distribuida. En algunas regiones del país esa modalidad ya es viable económicamente. Aun así, la inversión inicial es un entrabe, principalmente por la falta de financiación específica a bajos intereses.



ÍNDICE DE CONTENIDOS

1	INTRODUCCION	8
1.1	Objetivos	9
1.1.1	Objetivo general:	9
1.1.2	Objetivos específicos:	9
1.2	Metodología.....	9
2	ANTECEDENTES	10
2.1	La Energía Solar	10
2.2	Aprovechamiento de la Energía Solar.....	12
2.3	La Celda Solar.....	16
2.4	Funcionamiento de la Celda Solar	17
2.4.1	Influencia de la intensidad de la radiación	18
2.4.2	Influencia de la temperatura.....	19
2.5	El sistema fotovoltaico.....	21
2.5.1	Módulos fotovoltaicos.....	21
2.5.2	Reguladores.....	23
2.5.3	Inversores	24
2.5.4	Dispositivos de almacenamiento.....	25
2.6	Sistemas autónomos.....	26
2.7	Sistemas conectados a la red	26
3	La energía Solar en el Mundo	26
3.1	Evolución de la capacidad instalada	26
3.1.1	Feed-in Tariff (sistema de incentivos).....	29
3.1.2	Net Metering (balance neto).....	30
4	La Energía Solar en Brasil.....	30
4.1	Panorama de la energía eléctrica	30
4.2	El Sector Eléctrico Brasileño	32
4.3	Regulación de la Generación Distribuida (GD) en Brasil	38
4.3.1	Escenario verificado desde la publicación de la Resolución.....	39
5	Estimativa de Costes.....	43
5.1	Coste de los Equipos	43
5.2	Estimativa de los costes en Brasil.....	44
6.	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA.....	46
6.1	Influencia de la geografía y de la estacionalidad.	46



6.2	Obtención de los datos.....	49
6.2.1	Municipio de Ibertioga.....	49
6.2.2	Municipio de San Raimundo Nonato.....	50
6.2.3	Municipio de Itajai.....	50
6.3	Método de Cálculo.....	51
7.	VIABILIDAD ECONÓMICA.....	54
7.1	Premisas utilizadas.....	54
7.1.1	Disminución de la capacidad de generación.....	54
7.1.2	Reajuste en las tarifas.....	55
7.1.3	Costes de mantenimiento.....	55
7.1.4	Tasa de descuento.....	55
7.1.5	Tarifas utilizadas.....	55
7.2	Cálculos de viabilidad para Itajaí.....	56
7.2.1	Premisas para el cálculo:.....	56
7.2.1	Utilización de los créditos y economía de energía en un año.....	56
7.2.2	Cálculo financiero.....	58
7.3	Cálculos de viabilidad para São Raimundo Nonato.....	59
7.3.1	Premisas para el cálculo:.....	60
7.3.2	Utilización de los créditos y economía de energía en un año.....	60
7.3.3	Cálculo financiero.....	60
7.4	Cálculos de viabilidad para Ibertioga – MG.....	61
7.4.1	Premisas para el cálculo:.....	61
7.4.2	Utilización de los créditos y economía de energía en un año.....	62
7.4.3	Cálculo financiero.....	62
8.	CONCLUSIÓN.....	64
9.	REFERENCIAS.....	66



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Consumo mundial de Energía.....	8
Figura 2 - Masa de aire para la posición cenital y cuando el sol está a 60° de la posición cenital.....	12
Figura 3 - Modelo de bandas de energía	13
Figura 4 - Modelo reticular bidimensional de un semiconductor intrínseco de silicio.....	14
Figura 5 - Generación de un par electrón-hueco.....	15
Figura 6 - Estructura interna de una celda solar fotovoltaica expuesta a la radiación solar y conectada a una carga (bombilla).....	18
Figura 7 - Curva característica de corriente x tensión (I x V) de una celda solar fotovoltaica.....	18
Figura 8 - Influencia de la intensidad de la radiación.....	19
Figura 9 - Influencia de la temperatura.....	20
Figura 10 - Diferentes configuraciones de sistemas fotovoltaicos que dependen del tipo de carga de cada sistema.....	22
Figura 11 - Estructura de un módulo o panel fotovoltaico.....	23
Figura 12 - Potencia fotovoltaica instalada en el mundo hasta el año 2012.....	27
Figura 13 - Potencia fotovoltaica acumulada en el mundo hasta el año 2012.....	28
Figura 14 - Potencia fotovoltaica instalada en Europa hasta el año 2012.....	28
Figura 15 - La participación de la energía renovable en la matriz de generación de electricidad en Brasil y en el mundo.....	31
Figura 16 - Oferta de Energía Eléctrica respecto a 2012.....	32
Figura 17 - Estructura Gubernamental del Sector Eléctrico.....	33
Figura 18 - Sistema Interconectado de Transmisión.....	35
Figura 19 - Escenario verificado dos años después de la Resolución.....	40
Figura 20 - Conocimiento de la posibilidad de generar energía.....	41
Figura 21 - Motivación para instalar la Generación Distribuida.....	41
Figura 22 - Reducción en la cuenta de energía.....	42
Figura 23 - Precio en €/kWp de los sistemas PV.....	44
Figura 24 - Variación de la radiación con la nebulosidad.....	47
Figura 25 - Atlas Brasileño de la Energía Solar.....	48
Figura 26 - Valores de irradiación mensual de Ibertioga – MG.....	49
Figura 27 - Valores de irradiación en São Raimundo Nonato en Nordeste.....	50
Figura 28 - Valores de irradiación en Itajaí - SC.....	51



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 - Eficiencia de los tres tipos de celdas más empleados en el mercado de la energía solar fotovoltaica.	17
Tabla 2 - Valores de las tarifas en 2014.....	37
Tabla 3 - Alícuotas de ICMS en los Estados.....	38
Tabla 4 - Estructura de costes de los productos.	45
Tabla 5 - Costes de BOS.....	46
Tabla 6 - Energía producida en Itajaí – SC.....	53
Tabla 7 - Energía producida en Ibertioga – MG.....	53
Tabla 8 - Energía producida en São Raimundo Nonato - Nordeste.....	53
Tabla 9 - Cálculo del uso de créditos para Itajaí – SC.....	57
Tabla 10 - Cálculo de viabilidad económica para Itajaí – SC.....	59
Tabla 11 - Cálculo del uso de créditos para São Raimundo Nonato – Nordeste...	60
Tabla 12 - Cálculo de viabilidad económica para São Raimundo Nonato – Nordeste.....	61
Tabla 13 - Cálculo del uso de créditos para Ibertioga - MG.....	62
Tabla 14 - Cálculo de viabilidad económica para Ibertioga- MG.....	63



1 INTRODUCCION

En un mundo dónde el consumo de energía crece a cada año, dónde la condición de vida de toda la población tiende a una búsqueda por las comodidades proporcionadas por el uso de la energía, cada vez más la explotación de las fuentes fósiles es incrementada para hacer frente a la demanda.

En los últimos cincuenta años, hemos multiplicado por cinco la demanda energética. La elevación del consumo de combustibles fósiles ha aumentado en proporciones nunca vistas en la historia de la humanidad. La figura 1 muestra el consumo mundial de energía.

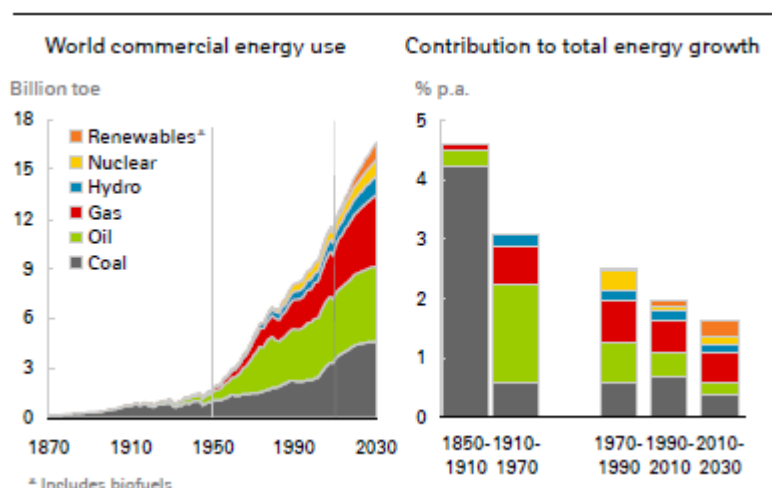


Figura 1 - Consumo mundial de Energía.¹

Por eso, la búsqueda por una diversificación de la matriz de fuentes primarias de energía ocupa la agenda de varios países. Con la creciente preocupación con las emisiones de carbono en la atmósfera, las fuentes renovables están experimentando un incremento cada vez más grande en su participación de la energía total consumida.

Estimativas para el año 2035 apuntan para una elevación de aproximadamente un tercio de la demanda energética en el mundo. Ese escenario cubre todas las formas de energía, pero se puede observar un incremento mayor de las renovables, con expectativa de crecimiento de un 13% para el petróleo, 17% para el carbón, 48% para el gas natural, 66% para la nuclear y un 77% para las renovables.²

¹ Naumov, A. (2012). *Economic Development and the demand for energy: a historical perspective on the next 20 years*. Pag. 18.

² Agencia Internacional de Energía (2013). *World Energy Outlook 2013*.



También es cierto que la consciencia ambiental ha crecido mucho y la presión por el uso de fuentes de energía renovables, especialmente sobre los políticos, ha hecho que las matrices energéticas de los principales países del mundo se incrementen con estas fuentes.

En este contexto, la generación de energía eléctrica fotovoltaica se presenta como una alternativa posible. Con los expresivos números alcanzados por países como Alemania, se demuestra que una legislación bien elaborada e incentivos del gobierno pueden superar entres como el bajo nivel de insolación y el elevado coste inicial que supone ésta energía (a pesar que los precios han bajado drásticamente en los últimos 6 años).

En Brasil, debido a la gran inserción de las fuentes renovables en la matriz de generación de la energía eléctrica, principalmente a través de la generación hidráulica, hasta hoy la energía solar no ha tenido tanta penetración, pero con la creciente dificultad en la construcción de grandes centrales hidráulicas, otras fuentes de energía como la eólica y la solar pueden aumentar su participación.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo general:

- Estudiar la viabilidad de la introducción de la generación distribuida en Brasil a través del uso de la energía solar fotovoltaica..

1.1.2 Objetivos específicos:

- Calcular a viabilidad económica;
- Examinar la influencia de la intensidad de la radiación en diferentes regiones del país;
- Verificar las formas de incentivos gubernamentales;
- Analizar la legislación aplicada.

1.2 Metodología

La propuesta metodológica se basa en la construcción teórica del tema de la energía solar fotovoltaica a través de la verificación empírica para responder lo que ha dado origen al presente estudio: ¿es viable la utilización de la energía solar fotovoltaica como generación distribuida en Brasil?



A través de la lectura de libros, documentos, artículos y consultas en *internet* se ha podido seleccionar los conceptos y teorías que acercan la transformación de la energía solar en energía eléctrica, presentando los materiales más utilizados y la evolución de los sistemas fotovoltaicos.

Para verificar la legislación aplicada al tema, se ha buscado en el conjunto de leyes, decretos y reglamentaciones disponibles, las referencias a la introducción de la energía solar fotovoltaica en la matriz energética brasileña. Aquí también se ha buscado y examinado los incentivos gubernamentales y la aplicación de los impuestos sobre la generación fotovoltaica, principalmente sobre la generación distribuida o la micro-generación.

La evolución de la utilización de la energía solar en el mundo ha sido investigada en informes de instituciones internacionales como la Agencia Internacional de Energía y también de órganos especializados en el tema.

Hoy en día hay una gran cantidad de datos disponibles sobre la irradiación solar en la Tierra. Para este trabajo ha sido elegido los datos del Instituto Brasileño de Investigación Espacial – de la sigla en portugués, INPE.

En pose de estos datos se ha calculado la viabilidad de la instalación de sistemas fotovoltaicos en las residencias o establecimientos comerciales para la generación propia (auto-consumo) de energía eléctrica, con la posibilidad de envío de excedentes a la red eléctrica.

Este cálculo está basado en premisas de la teoría de la viabilidad económica de un emprendimiento a largo plazo, establecido en veinte y cinco años, período de la vida útil de un sistema fotovoltaico. También han sido utilizados datos reales de una unidad consumidora y precios practicados actualmente en el mercado brasileño.

2 ANTECEDENTES

2.1 La Energía Solar

La energía solar proviene de la radiación solar que llega a la atmósfera terrestre. La fusión de los núcleos de hidrógeno produce una gran cantidad de energía que se irradia a través del sol en forma de ondas de radiación electromagnéticas.

La cantidad de energía que llega a nuestra atmósfera anualmente es equivalente a $1,31 \times 10^{14}$ TEP (Toneladas Equivalentes de Petróleo). Una parte de esta energía se concentra en los océanos y la parte que alcanza a los continentes es del orden de $2,25 \times 10^{13}$ TEP, lo que equivale a $1,52 \times 10^{18}$



kWh. Si toda esa energía pudiera ser utilizada, equivaliera a aproximadamente 10.000 veces el consumo mundial de energía por año.³

De toda la radiación que llega a la atmósfera, solo una fracción de ella alcanza la superficie del planeta, debido al efecto de reflexión y absorción de los rayos solares por la atmósfera. La porción de la radiación que traspasa la atmósfera llega a la superficie terrestre a través de dos componentes: la directa y la difusa.

La componente directa es la que se recibe en línea recta, sin que haya ningún desvío al traspasar la atmósfera. Para las aplicaciones fotovoltaicas, es la más importante.

La componente difusa es la que se recibe después de haberse desviado por la dispersión de la atmósfera.

Otra componente llamada “albedo”, es una consecuencia de las dos mencionadas (directa y difusa), es decir, cuando éstas componentes alcanzan los captadores solares (por ejemplo los paneles fotovoltaicos) a través de la reflexión originada por el entorno, como puede ser el suelo, la vegetación, los montes, la nieve, etc. Por lo tanto, se puede deducir que las superficies claras tienen valores de albedo superiores a las oscuras. El valor promedio es de 36% de la radiación que llega a la superficie de la Tierra.⁴

La radiación es afectada por la interacción que hace con la atmósfera. Esa interacción depende de la espesura de la capa de aire existente, también conocida como Masa de Aire (del inglés Air Mass: AM), y de la posición del sol respecto a la horizontal del lugar. Cuando la inclinación es de 90°, se dice que el sol ha alcanzado el cenit. En esa posición el valor de la masa de aire, AM es igual a la unidad.

Todas las otras distancias tendrán una masa de aire que se puede obtener utilizando la siguiente expresión:

$AM = 1/\cos \alpha$, donde α es el ángulo cenital formado entre la posición del cenit y la posición del sol en ese momento.

La figura 2 ilustra el concepto de masa de aire y su valor para dos posiciones del sol, una es la posición cenital y la otra cuando el sol está a 60° re a la posición cenital.

³ Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. *Energia Solar: Princípios e Aplicações*. www.crecesb.cepel.br.

⁴ Puig, Josep y Corominas, Joaquim (1990). *La Ruta de la Energía*. Pag. 167.



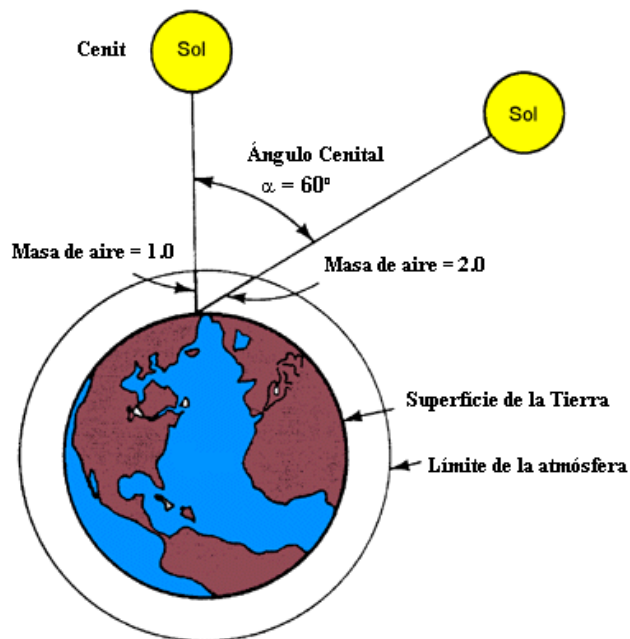


Figura 2 - Masa de aire para la posición cenital y cuando el sol está a 60° de la posición cenital.

2.2 Aprovechamiento de la Energía Solar

Como el objetivo de este trabajo es analizar la viabilidad de la utilización del autoconsumo en Brasil, el foco del estudio se centrará solamente en la conversión fotovoltaica.

La energía solar fotovoltaica se obtiene a través de la conversión directa de la radiación solar en electricidad. El efecto fotovoltaico es la aparición de una diferencia de potencial en los extremos de la estructura de un material semiconductor, producida por la absorción de la luz.

Para entender mejor este fenómeno hay que tener en mente algunos conceptos básicos de la estructura de los átomos. Todo átomo está compuesto de una cantidad de electrones que rodean el núcleo, dispuestos en órbitas específicas u orbitales. Esas órbitas se agrupan en lo que llamamos de capa, y cada capa se presenta en un nivel de energía.

Cuanto más cercana del núcleo, o sea, más interior, la capa tiene menos energía. La última capa, conocida como la capa de valencia, presenta ocho electrones cuando completa, y ellos también son conocidos como electrones de valencia. Son los únicos que pueden participar en los fenómenos eléctricos.

En los materiales aislantes, los electrones de valencia están muy conectados al núcleo y pocos pueden liberarse para conducir electricidad. Los



semiconductores funcionan como aislantes a bajas temperaturas. Sin embargo, cuando expuestos a temperaturas más altas, algunos electrones suelen liberarse y los materiales adoptan las características de un conductor.

El fenómeno fotovoltaico lo podemos relacionar con el modelo de bandas de energía, que es un modelo que explica cómo funcionan los materiales. En la figura 3, se puede observar éste modelo aunque de forma muy simplificada.

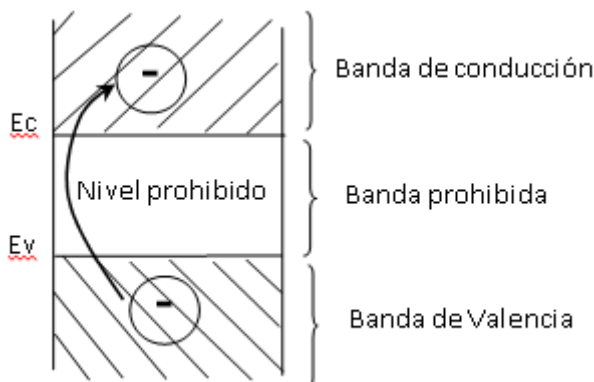


Figura 3 - Modelo de bandas de energía

El nivel prohibido es el “gap” de energía (E_g), que es la diferencia entre la energía de conducción y la energía de valencia. Se puede definir como la energía necesaria para que un electrón pase de una banda a otra. Su unidad es el electrón-voltio (eV). Los semiconductores necesitan una energía de entre 0,8 y 3 eV para conducir.

Como el efecto fotovoltaico tiene lugar en un material semiconductor, hay que analizar su estructura. De manera general, los semiconductores pueden ser intrínsecos, que son cristales puros; y pueden ser extrínsecos, en los cuales se les añade impurezas.

- **Semiconductores intrínsecos:** los átomos del semiconductor forman una retícula (modelo reticular) con otros cuatro átomos cercanos, formando los enlaces covalentes.

La figura 4 muestra la estructura de un semiconductor cristalino de silicio (modelo reticular bidimensional), donde se pueden ver los enlaces covalentes en la capa de valencia formado por cuatro electrones.

A la temperatura de 0° kelvin (K) esa estructura funciona como aislante, ya que los enlaces no se rompen.



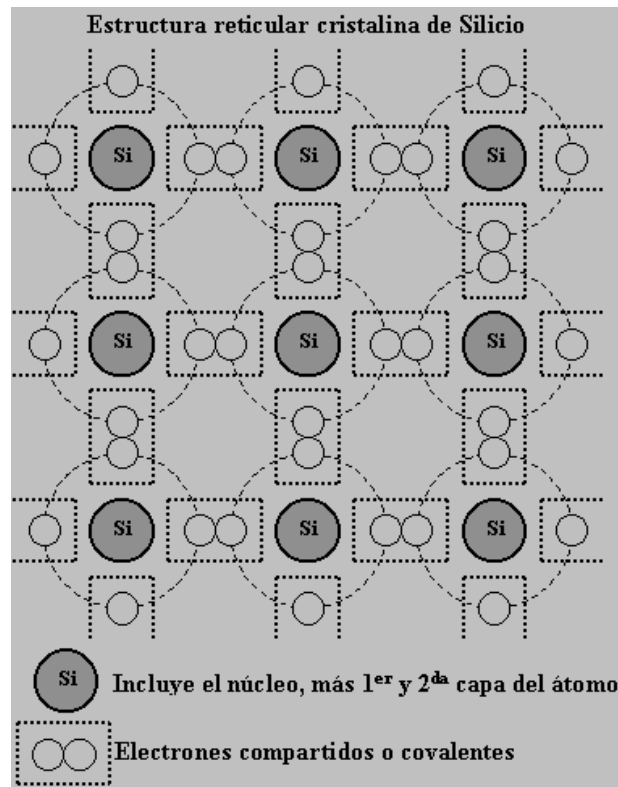


Figura 4 - Modelo reticular bidimensional de un semiconductor intrínseco de silicio.

Sin embargo, si el semiconductor intrínseco se somete a una fuente de energía, como el calor, un campo eléctrico o incluso la radiación solar, algunos enlaces se rompen por ionización térmica, generando electrones libres y huecos en igual número. La cantidad de energía necesaria para tal fenómeno va a depender del tipo del material. Por ejemplo a temperatura ambiente, el Silicio necesita 1,1 ev, y el Germanio 0,8 ev.

Una vez generado el electrón libre, éste tiene la capacidad de moverse a través de la red. En el átomo al que se asociaba el electrón aparece un hueco, es decir, una carga positiva que es justamente la falta del electrón. Decimos entonces que existe la generación de pares electrón-huecos.

Al mismo tiempo que se generan pares electrón-hueco, cuando un electrón encuentra un hueco y se queda atrapado por éste, hablamos de otro fenómeno conocido como recombinación. La figura 5 muestra un cristal de silicio en su estructura reticular bidimensional donde se genera un par electrón-hueco.



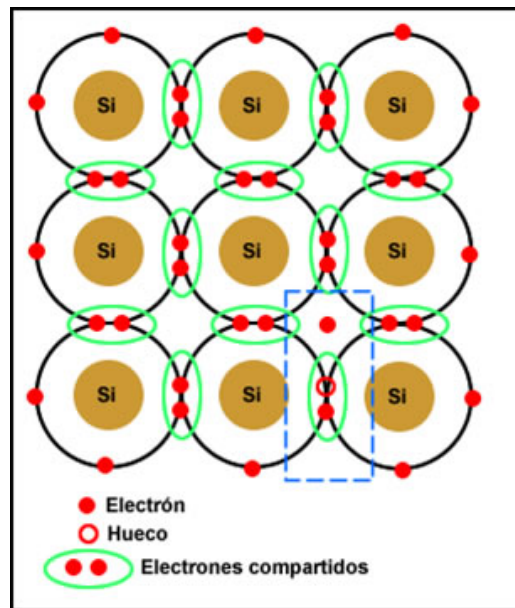


Figura 5 - Generación de un par electrón-hueco.

- **Semiconductores extrínsecos:** son aquellos a los cuales se les añaden impurezas. La función de estas impurezas es el aumento de portadores libres (pares electrón-huecos). Si un átomo de silicio es sustituido por otro de fósforo, que es pentavalente, un electrón quedará libre. El mismo razonamiento vale para el caso de añadirse un átomo de boro, perteneciente al grupo III de la tabla periódica de los elementos (trivalente), evidentemente se introducirá un hueco.

Con la introducción de impurezas donadoras (átomos de elementos pentavalentes) en un semiconductor intrínseco, se generan electrones libres, formando así un semiconductor del tipo *n*. Así, en estos tipos de semiconductores los electrones son llamados de portadores mayoritarios y los huecos son los minoritarios.

Por otro lado, el aumento de huecos con la introducción de átomos de boro (impurezas receptoras) en un semiconductor intrínseco forma semiconductores del tipo *p*. Los huecos son los portadores mayoritarios y los electrones, los minoritarios.

Al unir los dos semiconductores de tipo *p* y tipo *n* (*unión pn*), debido al alto gradiente de concentración de portadores de un mismo tipo a cada lado de la unión, ellos tienden a pasar por difusión desde el lado donde son mayoría al lado donde son minoría. O sea, aparece una difusión de huecos de la región P a la N, y una difusión de electrones en la dirección contraria.

Por lo tanto, los electrones y los huecos se recombinan hasta alcanzar el equilibrio. Después de los dos procesos se produce una zona denominada



zona de carga especial, formada por cargas estáticas (iones) de la estructura cristalina.

Exactamente en este área se crea un campo eléctrico con lo cual se produce una caída de potencial, denominada potencial de contacto. En una unión pn pueden participar dos tipos de corrientes, una debida a los portadores mayoritarios, conocida como corriente de difusión, que es proporcionalmente inversa al potencial de unión; y otra llamada de corriente de arrastre o de saturación inversa, la cual depende de la temperatura y del potencial de unión.

2.3 La Celda Solar

Como se ha mencionado anteriormente, para la conversión de la energía solar en eléctrica es necesario que se produzca el fenómeno fotovoltaico. Para conseguirlo, utilizamos materiales semiconductores, generalmente el silicio formando una unión pn que, como se ha explicado anteriormente, es la unión de un semiconductor tipo p con un semiconductor tipo n.

Las celdas de silicio se elaboran utilizando planchas monocristalinas, policristalinas o láminas delgadas.

Las policristalinas son más baratas que las monocristalinas debido a su proceso de fabricación, ya que se producen por un proceso de moldeo en el cual el silicio es fundido. Por tanto su eficiencia es más baja que las monocristalinas, hoy limitada a más o menos 20%, debido a las imperfecciones en la estructura cristalina resultante de ese moldeo.

Las monocristalinas son obtenidas con el corte de un gran lingote monocristalino de silicio con una pureza muy elevada. Para ello durante el proceso, la temperatura suele llegar a niveles de 1400° C, lo que hace que ese proceso sea muy costoso. Su eficiencia está limitada a más o menos 25% cuando obtenida en el laboratorio. Para las celdas obtenidas industrialmente el rendimiento lógicamente es menor.⁵

El silicio amorfo es otro material utilizado en la fabricación de celdas solares. Es producido a través del depósito de silicio sobre un sustrato de vidrio de un gas reactivo. Muy utilizado en la obtención de láminas delgadas, poseen una tecnología mucho menos costosa que la del silicio mono o policristalino, pero su eficiencia es mucho más baja. En la tabla 1 se puede ver una comparación de la eficiencia de las tres tecnologías de celdas fotovoltaicas más empleadas.

⁵ Meyer Burger Group (2012). *Tecnologías de Producción Fotovoltaica del Silicio al Módulo*.



Tabla 1 - Eficiencia de los tres tipos de celdas más empleados en el mercado.

Tecnología	Eficiencia	Área/kWp
Monocristalino	15 a 20%	~7m ²
Policristalino	13 a 17%	~8m ²
Silicio amorfo	4 a 8%	~15m ²

2.4 Funcionamiento de la Celda Solar

Como se ha comentado anteriormente la mayoría de las celdas son producidas con materiales semiconductores de tipo p y tipo n. La figura 6 muestra la estructura interna de una celda solar fotovoltaica expuesta a la radiación solar y conectada a una carga (bombilla).

Cuando la luz penetra en ellas, los átomos en el silicio son ionizados, haciendo con que por el efecto del campo eléctrico formado (zona de carga espacial) los huecos se muevan hacia la capa positiva y los electrones hacia la capa negativa. Si se conecta una carga en bornes de la celda solar, se producirá el fenómeno de la recombinación en el circuito fuera del material, debido a la barrera del potencial interno. Es decir, se produce una corriente, puesto que estos electrones libres tienen que pasar a través del circuito para recombinarse con los huecos positivos.

Esta corriente generada es directamente proporcional a la intensidad de la luz y al tamaño de la celda. Por otro lado, el voltaje no varía con el tamaño y se mantiene prácticamente constante con el cambio de la intensidad de la luz.

Sin embargo, el voltaje es más sensible a las altas temperaturas haciendo que éste disminuya y consecuentemente la potencia producida, a pesar de que la corriente se mantiene estable.

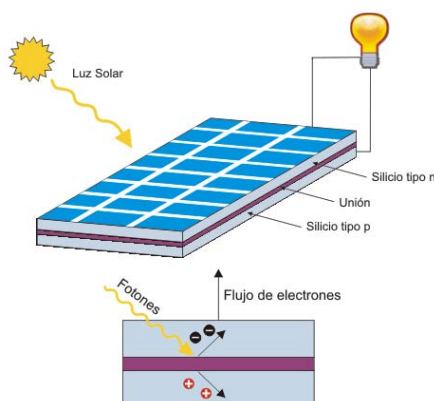


Figura 6 - Estructura interna de una celda solar fotovoltaica expuesta a la radiación solar y conectada a una carga (bombilla).

Una célula o celda solar monocristalina del tamaño de 100 cm^2 cuando iluminada con una intensidad luminosa de 1000 W/m^2 , produce aproximadamente una corriente de 3 amperios cuando sus terminales son cortocircuitados. A ésta corriente se le denomina corriente de corto circuito (short-circuit current: I_{sc}). Si a ésta misma celda solar la dejamos en circuito abierto y medimos el voltaje (diferencia de potencial) entre sus terminales, se obtiene un valor de aproximadamente $0,6 \text{ V}$. A este voltaje se lo denomina voltaje de circuito abierto (open circuit voltage: V_{oc}).

Para conocer la potencia máxima entregada por una célula, hay que conocer la corriente máxima I_m y la tensión máxima V_m como se muestra en la figura 7.

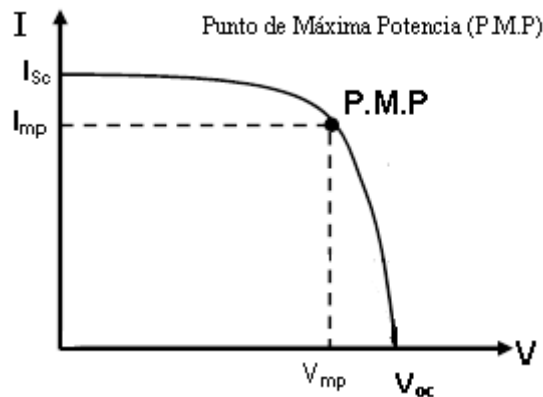


Figura 7 - Curva característica de corriente x tensión ($I \times V$) de una celda solar fotovoltaica.

El punto de máxima potencia (P.M.P) es el valor máximo que el dispositivo puede entregar. Es el punto donde la tensión y la corriente son máximas, o mejor dicho, el punto donde el producto de la tensión por la corriente (potencia) es máximo.

Dependiendo de cómo están las condiciones climáticas, esa curva sufre modificaciones.

2.4.1 Influencia de la intensidad de la radiación

En condiciones de intensidad más bajas, el desempeño de la celda también baja. La corriente varía casi que de manera proporcional, mientras la tensión prácticamente se mantiene inalterada, como se puede observar en la Figura 8.



Ese efecto se puede notar en días nublados y de poca luminosidad. La potencia entregada, por tanto, también será más pequeña, afectando el rendimiento del sistema.

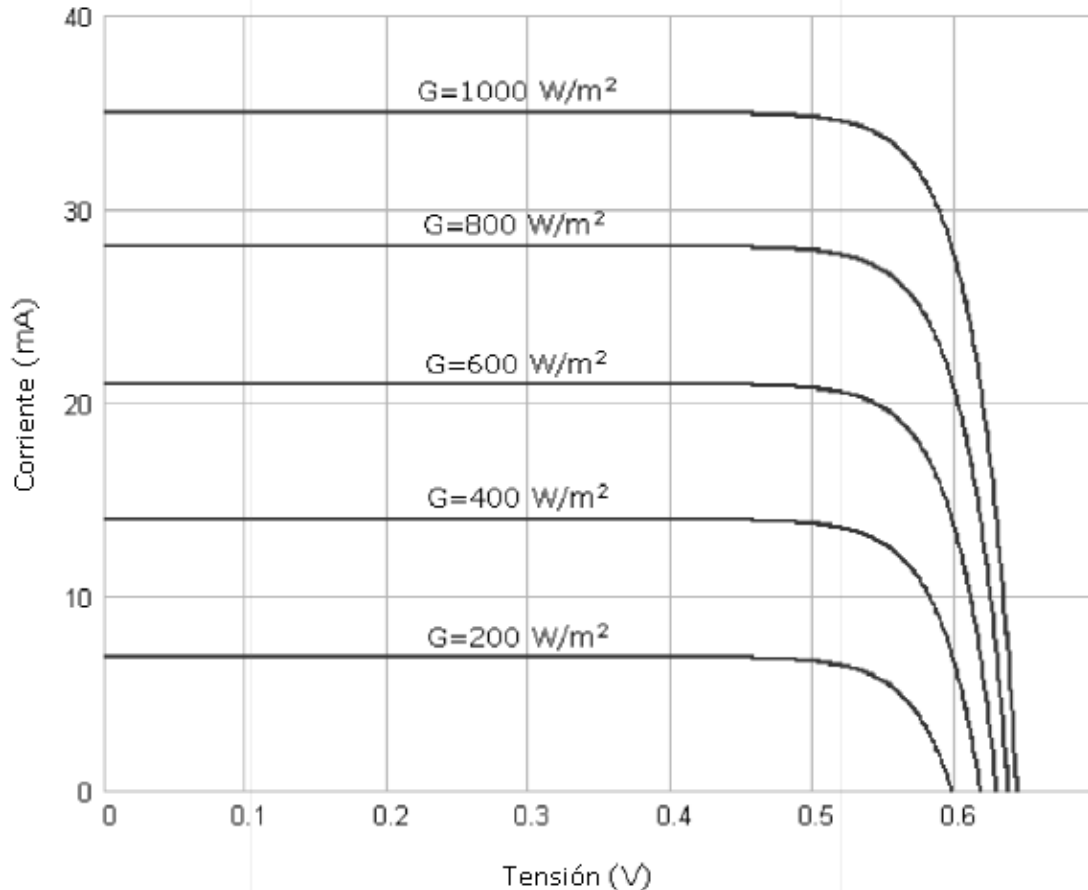


Figura 8 - Influencia de la intensidad de la radiación.⁶

2.4.2 Influencia de la temperatura

Con el aumento de la temperatura ambiente, la tensión decrece de manera proporcional. El fabricante suele indicar esa proporción que generalmente suele ser del orden de 0,37% por cada grado que sube la temperatura. Con eso, la reducción de la potencia llega más o menos a 0,45% por cada grado de aumento en la temperatura. Está claro que la influencia de la temperatura depende del material semiconductor de las celdas fotovoltaicas. Los valores antes mencionados corresponden a una celda fotovoltaica de silicio con tecnología monocristalina. La figura 9 ejemplifica la influencia de la temperatura para una celda solar monocristalina.

⁶ Honsberg y Bowden, 1999, adaptado.



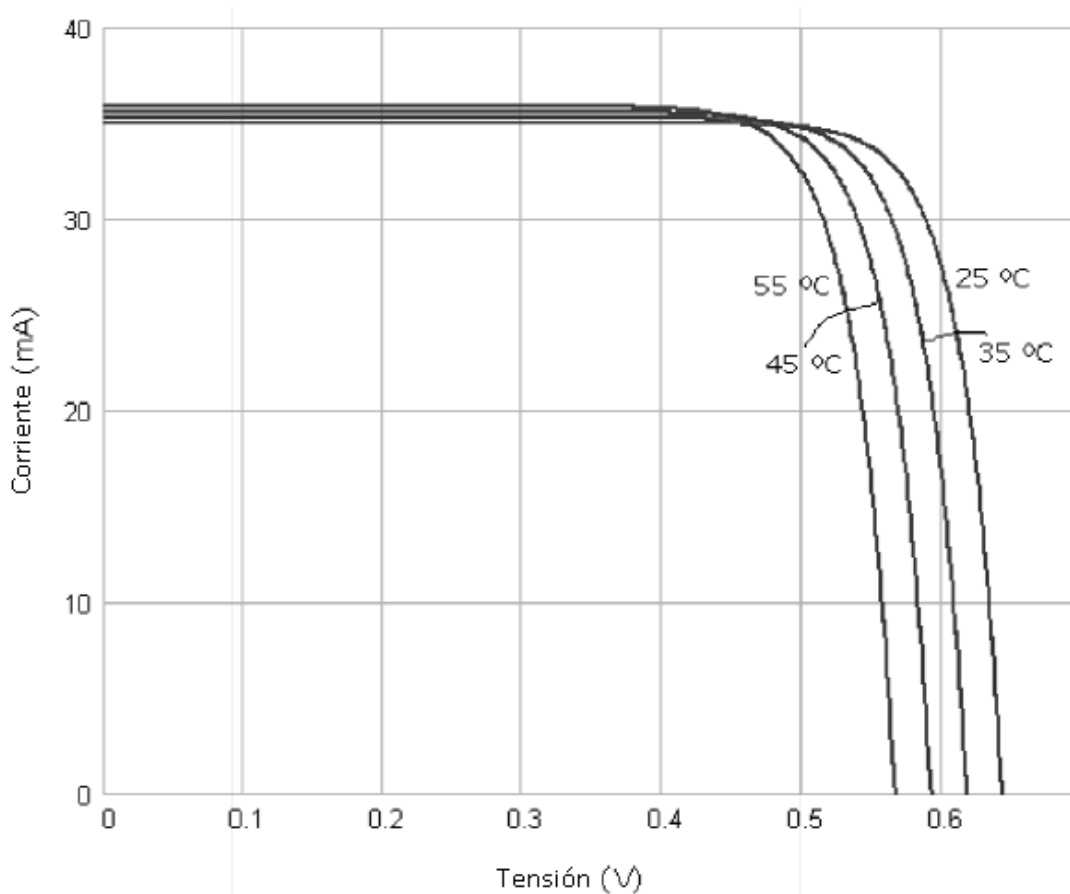


Figura 9 - Influencia de la temperatura⁷

Otra relación importante es el factor de forma o de relleno (Fill Factor: FF). Este factor se define como el cociente entre la potencia máxima que la célula solar puede dar a la carga y la potencia teórica máxima definida por el punto (I_{sc}, V_{oc}) . Es una medida de la calidad de la unión y de la resistencia serie de la célula. Cuanto mayor es este factor, cuanto más próximo a 1, la característica I-V con iluminación se aproxima más al rectángulo de máxima potencia teórica y, por tanto, la célula es de mayor calidad. Las celdas de buena calidad suelen tener el FF elevado, generalmente mayor que 0,7, ya que el máximo valor es la unidad pero lógicamente ninguna celda solar puede llegar a un valor de FF igual a 1. La ecuación para el cálculo del factor de forma es la siguiente:

$$FF = \frac{P_M}{I_{sc}V_{oc}} = \frac{I_M V_M}{I_{sc}V_{oc}}$$

El rendimiento o eficiencia de la célula (η) se obtiene por la relación entre la potencia eléctrica máxima que la célula puede entregar y la potencia luminosa de la radiación P_L que incide sobre ella. La potencia luminosa P_L se

⁷ Honsberg y Bowden, 1999, adaptado.



calcula multiplicando la superficie de la celda solar (o panel) por la radiación solar recibida por unidad de área. El rendimiento o eficiencia también es directamente proporcional a la corriente de corto circuito (I_{SC}) y a la tensión de circuito abierto (V_{OC}) como se puede observar en las siguientes ecuaciones:

$$\eta = \frac{P_M}{P_L} = \frac{I_M V_M}{P_L} = \frac{FF \cdot I_{SC} V_{OC}}{P_L}$$

2.5 El sistema fotovoltaico

Básicamente, los sistemas fotovoltaicos tienen dos clasificaciones: autónomos y conectados a la red.

Para producir electricidad con las características de la red eléctrica utilizando la energía solar no basta solamente el empleo de las células solares. Varios otros aparatos son necesarios para atender a una carga de corriente alterna. La configuración básica de un sistema fotovoltaico generalmente está constituida por los siguientes elementos:

- Módulos fotovoltaicos;
- Reguladores y o convertidores cc/cc;
- Inversores;
- Dispositivo de almacenamiento (generalmente banco de baterías);

Hay distintas formaciones a partir de estos cuatro elementos. El único elemento que se presenta en todas las configuraciones son los paneles o módulos fotovoltaicos, responsables por la generación de electricidad propiamente dicha. Los reguladores son usados para regular la carga y descarga del banco de baterías y además para atender a cargas de corriente continua. Los inversores son empleados para las cargas de corriente alterna, al paso que los dispositivos de almacenamiento no son imprescindibles en cualquier caso. Un ejemplo es en el caso de la aplicación de bombeo de agua.

La figura 10, muestra algunas de las diferentes combinaciones a depender del tipo de carga de cada sistema.

2.5.1 Módulos fotovoltaicos

Son formados por un conjunto de celdas solares conectadas en serie y/o paralelo hasta obtener la potencia de generación deseada. Además, todo ese conjunto es encapsulado de forma que esté protegido de los agentes atmosféricos y de la intemperie, y también para darle la resistencia mecánica y el aislamiento eléctrico necesarios.



Es muy habitual utilizar paneles compuestos por 36 o incluso 72 celdas conectadas en serie. Sin embargo, con el crecimiento de las posibilidades de empleo de la energía fotovoltaica, la característica de los paneles se ha cambiado para atender a las especificaciones de los edificios y también estructuras dónde van a ser instalados.

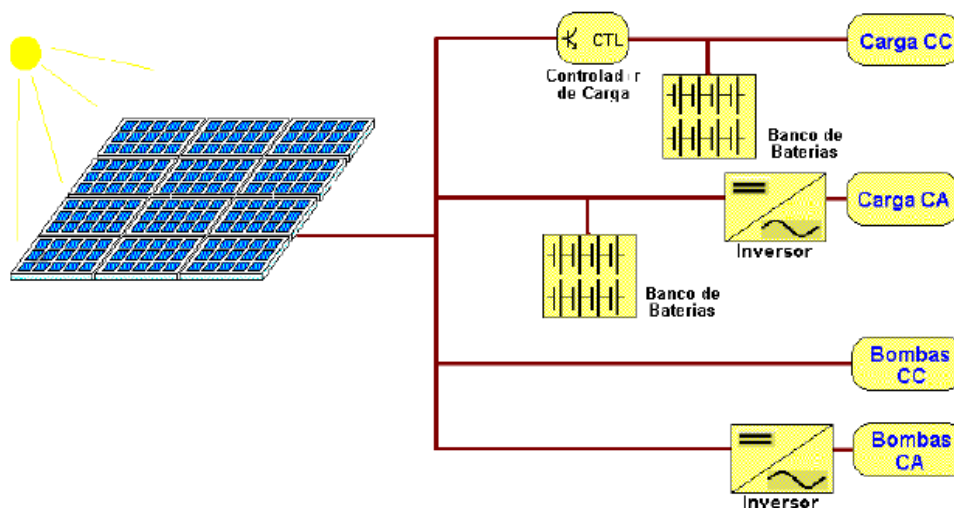


Figura 10 - Diferentes configuraciones de sistemas fotovoltaicos que dependen del tipo de carga de cada sistema.

La figura 11 muestra la estructura de un módulo o panel fotovoltaico con sus diferentes partes que lo componen.

Los módulos son fabricados bajo algunos parámetros característicos que son referidos a condiciones climáticas denominadas condiciones estándar de medida o del inglés Standard Test Conditions, STC. Estos parámetros son determinados por los siguientes valores:

- Temperatura de la celda solar fotovoltaica: 25 °C.
- Radiación solar: 1.000 W/m².
- Masa de aire: 1,5 AM.⁸

El hecho de referenciar el módulo bajo estas tres características sirve para el fabricante determine la potencia pico nominal entregue por el módulo. Es decir, si un módulo tiene la potencia pico de 250 Wp, solamente irá generar tal potencia bajo las condiciones mencionadas. Por lo tanto, casi siempre el módulo va a entregar un potencia distinta da mencionada, ya que estas condiciones casi nunca son averiguadas.

⁸ A . GOETZBERGER V.U. HOFFMANN, *Photovoltaic Solar Energy Generation*.



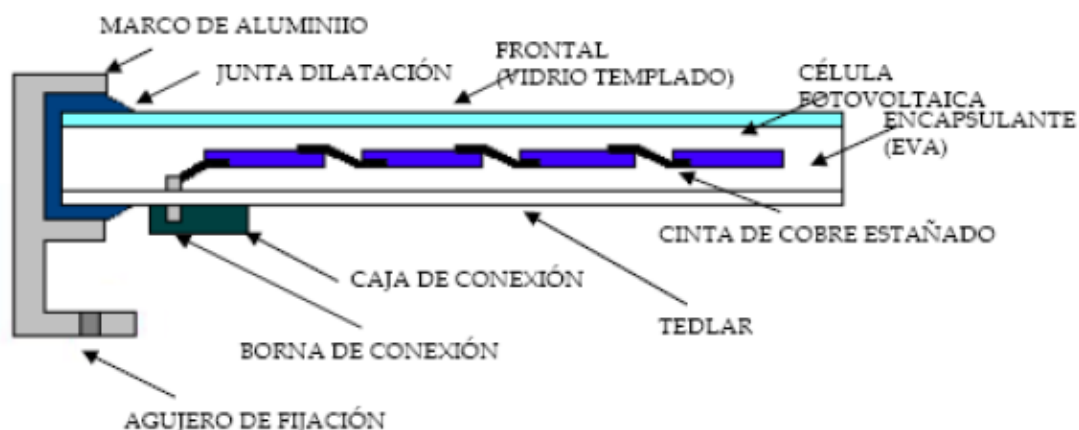


Figura 11 - Estructura de un módulo o panel fotovoltaico.

Los principales componentes de los módulos son:

- *Cobertura Frontal:* suele ser de vidrio con bajo contenido de hierro, para reducir las pérdidas por absorción. Un acabado con textura puede disminuir las pérdidas por reflexión.
- *Encapsulante:* es un polímero transparente, aislado eléctricamente y muy resistente a la humedad, a la fatiga y a la acción de la radiación solar.
- *Cobertura posterior:* algunos fabricantes utilizan un segundo vidrio, pero el material más común es el PVF (Polyvinil Fluoride), también conocido como Tedlar.
- *Marco o moldura metálica:* usualmente hecha de aluminio anodizado, su función es proporcionar mayor rigidez y facilitar la fijación.

2.5.2 Reguladores

Son usados en su gran mayoría en sistemas autónomos que utilizan baterías. Las principales funciones de los reguladores son:

- Prevenir la sobrecarga de la batería. Limitar la energía suministrada a la batería por el generador fotovoltaico cuando la batería está plenamente cargada.
- Prevenir la sobre-descarga de la batería. Desconectar los consumos de la batería cuando el estado de carga de la batería es muy bajo.
- Proporcionar funciones de control del consumo. Conectar y desconectar automáticamente los consumos en el momento determinado. Establecer un control de consumos prioritarios.



- Proporcionar información del estado del sistema a los usuarios u operarios, mostrando o indicando información como el voltaje y corriente de la batería, estado de carga, alarmas, etc....
- Servir como mecanismo de control para la conexión de otros generadores auxiliares de energía.
- Servir como centro de cableado proporcionando un punto de conexión para otros componentes en el sistema, incluyendo el generador fotovoltaico, la batería y las cargas o consumos.

2.5.3 Inversores

Por el hecho de que la energía fotovoltaica es generada en corriente continua su envío a la red depende de la conversión a corriente alterna. Éste es el papel principal de los inversores. También son responsables por la modulación de onda de salida y por la regulación del valor eficaz de la tensión de salida.

Los inversores deben tener un alto rendimiento y bajo autoconsumo, pues la energía fotovoltaica suele ser muy costosa. También deben tener una buena regulación de tensión y frecuencia de salida, manteniendo esta última constante, principalmente si van a ser conectados a la red eléctrica.

Para conexiones a la red, un tipo de inversor frecuentemente usado es el “grid-tie”, pues tiene la habilidad de sincronismo con la red de la compañía eléctrica. Los modernos inversores tienen la unidad de factor de potencia fija, lo que les permite mantener la tensión de salida y la corriente perfectamente aliñadas. Estos inversores poseen un ordenador que analiza la frecuencia de onda de la red y corrige la tensión y frecuencia provenientes del módulo.

Vimos en la figura 7 como se presenta el punto de máxima potencia de un sistema fotovoltaico. Sin embargo, este punto es válido para días que no incida ninguna sombra sobre los módulos. Además, como puede ser visto en las figuras 8 y 9, este punto se puede modificar ya que depende de la intensidad de radiación, de la temperatura del módulo e incluso de la carga conectada.

Por lo tanto, para mejorar el rendimiento del sistema es conveniente que exista un mecanismo para monitorear estas variaciones y actuar en el inversor con el objetivo de ajustarlo a la tensión que corresponda, es decir a la tensión correspondiente al punto de máxima potencia. Esto quiere decir que el



inversor contiene un seguidor del punto de máxima potencia que en inglés es un Maximum Power Point Tracker (MPPT).

En los sistemas fotovoltaicos conectados a la red los inversores contienen este mecanismo incorporado que se puede implementar con un convertidor CC/CC como puede ser un Buck (reductor) o un Boost (elevador) debidamente controlado a por un algoritmo. Existen muchos tipos diferentes de algoritmos. También se puede utilizar un MPPT en los sistemas autónomos o aislados de la red eléctrica. Se estima que el uso del MPPT mejora el rendimiento del sistema entre un 20% a 30%.

Un sistema con el mecanismo de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) debe tener las siguientes características:

- **Precisión:** debe ser capaz de medir la tensión y la corriente con mucha calidad y exactitud.
- **Eficacia:** debe ser capaz de hallar la máxima potencia en cualquier caso.
- **Rapidez:** debe ser capaz de adaptarse a variaciones bruscas de radiación.

2.5.4 Dispositivos de almacenamiento

La energía solar fotovoltaica no siempre está disponible cuando la carga la requiere. En las luminarias, por ejemplo, el periodo de mayor consumo suele suceder por la noche. Por eso, una de las alternativas es el almacenamiento de la energía generada para su posterior utilización.

Los principales dispositivos para ese fin son las baterías. En el mercado, el tipo más común son las de Plomo-ácido (Pb-a). Éstas se adaptan bien a los sistemas fotovoltaicos y presentan costes más bajos. Otro tipo muy utilizado son las de Níquel-cadmio, que suelen ser más utilizadas en sistemas profesionales, donde los costes no son el principal parámetro, ya que pueden sufrir descargas profundas o permanecer largos periodos en baja carga sin sufrir deterioro.

En los sistemas conectados a la red eléctrica, las baterías no son tan necesarias, una vez que la energía producida puede ser transferida directamente a la red eléctrica, que, en este caso, funciona como una gran batería.

En cualquier caso, dependiendo de la normativa de los gobiernos, existen algunas aplicaciones de autoconsumo que funcionan también con baterías, aunque esto se comentará con detalles más adelante.



2.6 Sistemas autónomos

Son utilizados para atender a una demanda específica en una área remota, donde utilizar la distribución de energía eléctrica convencional se convierte en una operación muy costosa. También suelen ser usados para cargas pequeñas y puntuales, como semáforos, iluminación pública, sistemas de bombeo de agua, etc.

2.7 Sistemas conectados a la red

Habitualmente los sistemas de autoconsumo deben estar conectados a la red eléctrica, una vez que toda la energía generada en períodos de poca demanda interna pueda ser enviada a la red, generando créditos al usuario. Esto es cierto en la mayoría de los países, pero depende de la normativa gubernamental y las subvenciones. Por ejemplo, en España, donde la normativa no favorece el autoconsumo, hoy en día se están instalando sistemas autónomos (además de la instalación de red) utilizando baterías en vez de enviar la energía autogenerada a la red eléctrica.

La potencia de cada sistema instalado en el tejado de viviendas va a depender de la cantidad de espacio disponible. Generalmente, son necesarios de 8 a 10 m² para cada kWp instalado. Hasta potencias de 5 kWp la conexión a la red eléctrica suele ser implementada con un circuito monofásico, niveles más grandes de potencia generalmente se implementan con un circuito trifásico.

3 LA ENERGÍA SOLAR EN EL MUNDO

3.1 Evolución de la capacidad instalada

En 2012, como se puede observar en la figura 12, la cantidad de capacidad instalada de potencia fotovoltaica ha pasado la marca de 100 GW, llegando a 102 GW⁹, lo equivalente a 16 plantas de carbón. Con eso, por lo menos 110 TWh de energía eléctrica son producidos por año, con capacidad de suministrar energía a más de 30 millones de residencias en el continente europeo.

Y es exactamente en Europa donde está concentrada la mayor cantidad de potencia fotovoltaica, con más de 72 GW instalados, casi 70% de toda la capacidad mundial. Luego después viene China, con 8,3 GW, E.E.U.U. con 7,8 GW y Japón, con 6.9 GW.

⁹ Global Market Outlook 2013-2017, acesado en <http://www.epia.org/news/publications/global-market-outlook-for-photovoltaics-2013-2017/>.



El mercado europeo ha crecido rápidamente en la última década. En 2003, ese crecimiento fue de 202 MW. Ya en 2010, fueron computados 13.6 GW de incremento con relación al año 2009. Ese crecimiento fue verificado en los años siguientes, con 22,4 GW en 2011 y 17,2 en 2012, como se puede ver en la figura 13. En la figura 14 se puede observar la potencia acumulada hasta el año 2012.

Alemania es responsable de la mayor cantidad de potencia fotovoltaica instalada en el mercado europeo. En 2012 un total de 32 GW fueron alcanzados, lo equivalente al 46% de la potencia fotovoltaica instalada en toda Europa.

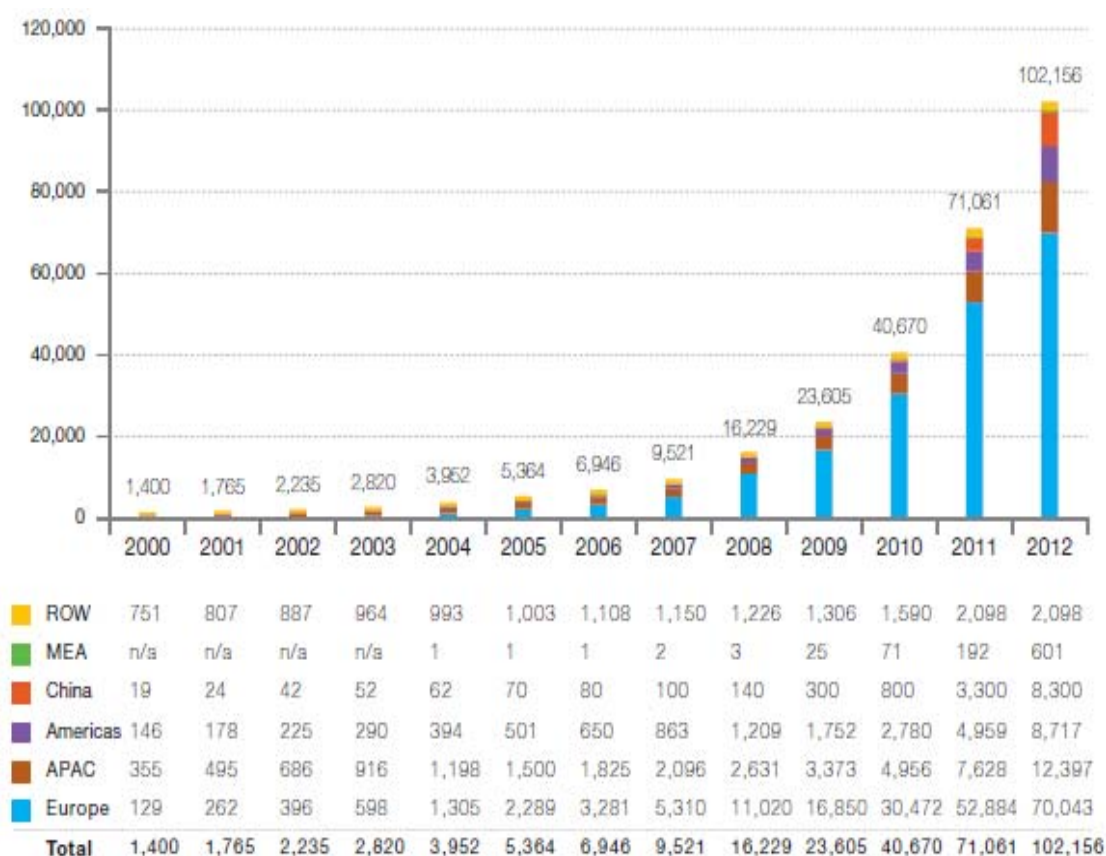


Figura 12 - Potencia fotovoltaica instalada en el mundo hasta el año 2012.



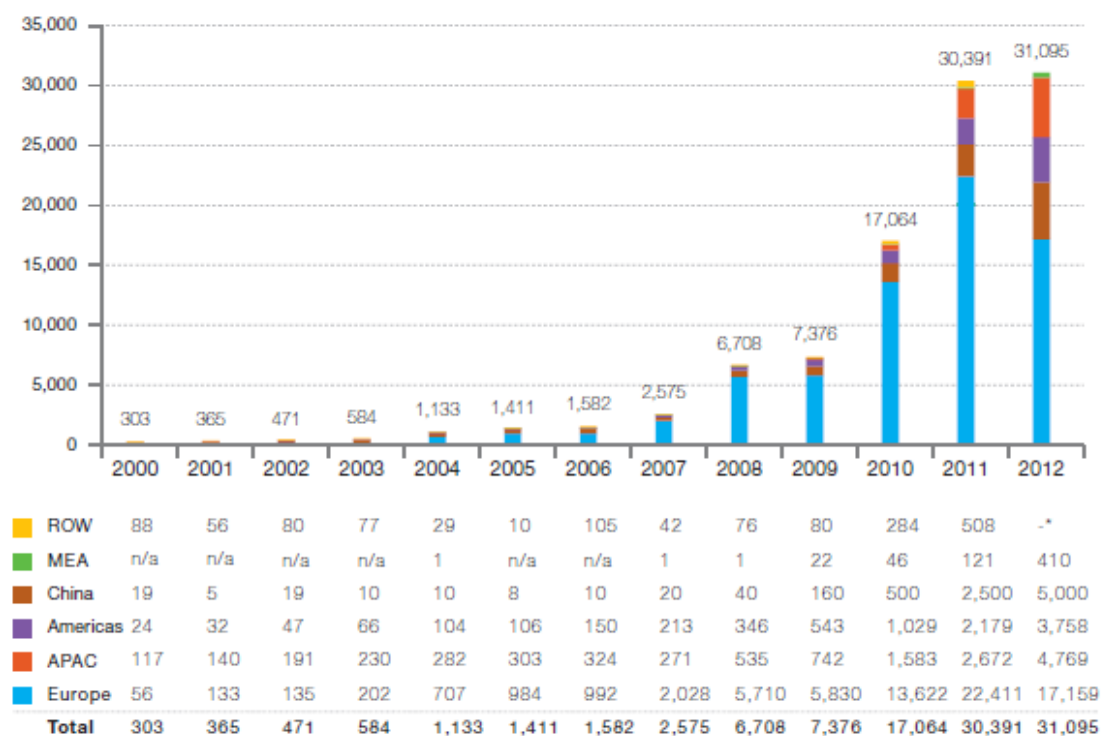


Figura 13 - Potencia fotovoltaica acumulada en el mundo hasta el año 2012.

España presentó un gran crecimiento en 2008, pero esa tendencia no se mantuvo en los siguientes años. Italia fue responsable de un importante incremento entre los años 2001 y 2012, pero Alemania sigue siendo el principal país en números de nuevas instalaciones. Ese comportamiento del mercado español puede ser explicado por preocupaciones políticas y presión del mercado convencional de generación de electricidad.

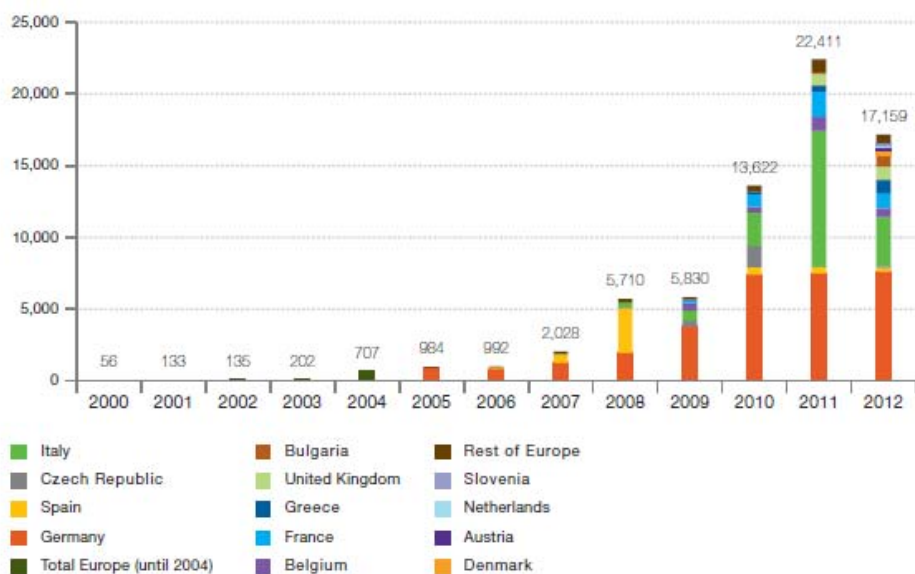


Figura 14 - Potencia fotovoltaica instalada en Europa hasta el año 2012.



Los incentivos financieros y fiscales van en la dirección de reducir los costes de instalación, mantenimiento y operación de los sistemas fotovoltaicos. El gobierno puede facilitar el acceso a financiamientos para estimular la investigación, la adquisición de nuevas tecnologías, así como el proveimiento de capital para la implantación de proyectos de generación.

Además, existe la posibilidad de reducción de impuestos sobre la inversión, sobre los materiales y para la industria como un todo.

Un marco regulatorio bien definido y estable también es un gran estimulador para el desarrollo de los sistemas fotovoltaicos. Lo que ha permitido una evolución de la industria fotovoltaica en Europa son las políticas públicas que incentivan la utilización de tal fuente de energía. Para ello fueron usados varios tipos de mecanismos regulatorios: el *feed-in tariffs*, estipulación mínima de cuotas, certificados comercializables y *net-metering* (balance neto).

3.1.1 *Feed-in Tariff (sistema de incentivos)*

Feed-in Tariff (sistema de incentivos o primas) es un mecanismo de política destinada a acelerar la inversión en tecnologías de energía renovable. Esto se logra ofreciendo contratos a largo plazo a los productores de energía renovable, por lo general basado en el coste de generación de cada tipo tecnología. Estos contratos suelen tener precios diferenciados para cada tipo de tecnología, como la eólica y la solar.

Como el precio de la energía de los contratos es superior a la que el consumidor paga a la compañía de electricidad, toda la energía producida es enviada a la red eléctrica. Por lo tanto el autoconsumo no es ventajoso.

Generalmente, ese precio es repasado a todos los consumidores, lo que implica decir que no hay necesidad de incentivos gubernamentales y el valor que es acrecido para el consumidor final es muy pequeño.

El valor de la tarifa *feed-in* suele variar de un país para otro. De acuerdo con Villarini et al (2011), el cálculo debe considerar los costes de inversión, el interés sobre el capital, la depreciación de los equipos y los gastos de mantenimiento y operación.

Para el funcionamiento del modelo debe estar garantizado el acceso a la red, los contratos deben ser de largo plazo y los precios recibidos por los inversores deben ser suficientes para hacer frente a los costes de inversión, añadido de un valor de margen atractivo.



3.1.2 Net Metering (*balance neto*)

El concepto de este incentivo se basa en que los usuarios pueden compensar la energía consumida menos la energía vertida a la red. Es decir, se produce un balance entre los períodos de producción y consumo en la facturación establecida, lo que puede generar un saldo.

Por consiguiente, la red va a funcionar como una gran batería, dónde el usuario puede almacenar la energía producida, pero no consumida instantáneamente. Es una buena opción, ya que así el módulo va a estar generando todo su potencial, permitiendo una recuperación más rápida de la inversión aplicada.

Sin embargo, ese sistema depende de una fuerte reglamentación por parte del gobierno. Eso porque el acceso a la red tiene que estar garantizado y las compañías distribuidoras deben estar obligadas a recibir toda la energía vertida a la red.

Algunas observaciones son importantes en lo que concierne a los obstáculos para un desarrollo rápido del balance neto. Una de ellas es la posibilidad de haber tarifas con discriminación horaria. Como la tarifa residencial suele ser más cara en un período en que no hay generación solar, el usuario se quedaría con menos saldo por mes y el retorno de la inversión tardaría mucho, o posiblemente la inversión podría ser inviable.

Otro punto de especial importancia son los peajes y los impuestos. Si hay cobro de ellos por la inyección de energía en la red, una vez más se estaría retardando el retorno de la inversión. En países donde la carga tributaria es elevada, como es el caso de España, eso contribuiría para un alcance de la paridad de red¹⁰, por eso, si el gobierno cobra impuestos sobre la energía vertida a la red, el valor de la paridad se reducirá, es decir, el coste de producción de la energía alternativa debe ser aún más bajo.

4 LA ENERGÍA SOLAR EN BRASIL

4.1 Panorama de la energía eléctrica

Como el objetivo de éste proyecto es estudiar la viabilidad del autoconsumo en Brasil utilizando la energía solar fotovoltaica, en primer lugar hace falta que tengamos en mente el panorama de la energía eléctrica en dicho

¹⁰ La paridad de red se define como el momento en el que una fuente de generación de energía puede producir electricidad a un coste inferior o igual al precio generalista de compra de la electricidad directamente de la red.



país. Así, podremos visualizar cuales son los entrabes y facilidades para la diseminación de la energía solar fotovoltaica en la matriz energética brasileña.

La participación de la energía renovable en la matriz de generación de electricidad en Brasil alcanzó un 84,5%. Respecto al año 2011 fue verificada una caída de 4,4 puntos porcentuales, debido a condiciones hidrológicas desfavorables. Sin embargos, esos números son todavía muy superiores cuando comparados al panorama de la matriz mundial. Esto se puede observar en la figura 15.

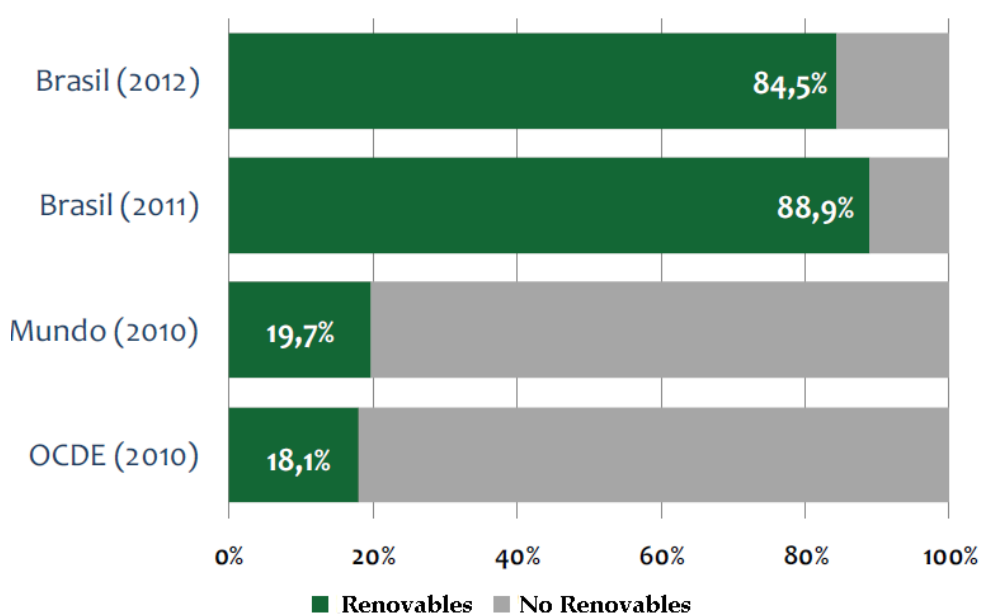


Figura 15 - La participación de la energía renovable en la matriz de generación de electricidad en Brasil y en el mundo.¹¹

La mayoría de esa energía renovable es hidráulica. La generación eléctrica por ese tipo de fuente representa un 77%, alcanzando en 2012 un total de 455,6 TWh¹² como se puede ver en la figura 16. La generación por biomasa alcanzó un 6,8% y la eólica un 0,9%. La generación térmica fue responsable por un 12,9% y la nuclear por 2,7%.

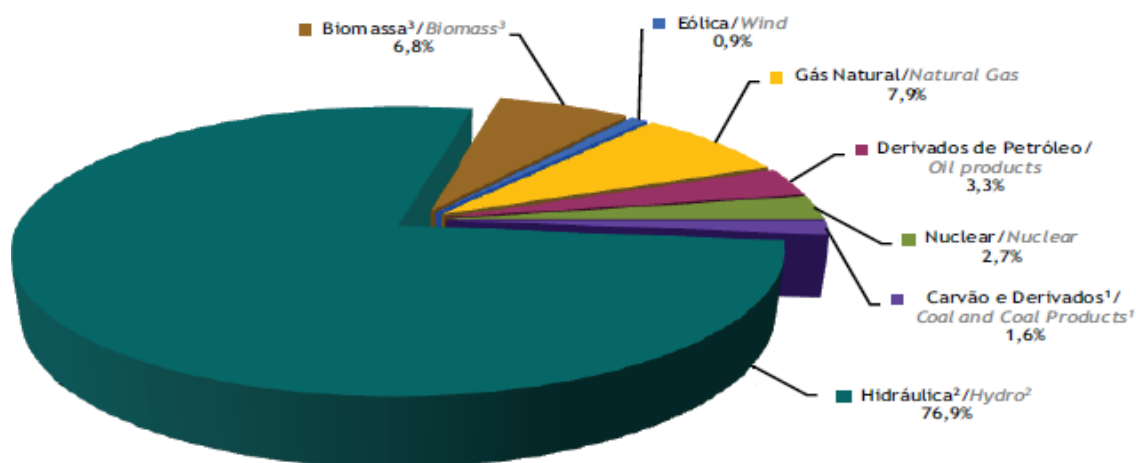
Sin duda, ese escenario puede ser un entrase para el desarrollo de la energía solar. Si tenemos en cuenta el ejemplo de Alemania, fue exactamente la voluntad de bajar su dependencia de los combustibles fósiles, bien como de la energía nuclear, que llevó el país a ser el mayor productor de energía solar del mundo. El hecho de ya tener una expresiva cantidad de energía renovable

¹¹ Empresa de Pesquisa (investigación) Energética de Brasil y Agencia Internacional de Energía.

¹² Empresa de Pesquisa (investigación) Energética de Brasil. *Balance Energético 2013*.



en la matriz no lleva al gobierno brasileño a tomar acciones más efectivas para la introducción de ésta otra fuente renovable.



Notas/ Notes:

¹ Inclui gás de coqueria/ Includes coke oven gas

² Inclui importação de eletricidade/ Includes electricity imports

³ Inclui lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações/ Includes firewood, sugarcane bagasse, black-liquor and other primary sources

Figura 16 - Oferta de Energía Eléctrica respecto a 2012

4.2 El Sector Eléctrico Brasileño

El sector eléctrico brasileño experimentó una serie de cambios durante las últimas décadas. Una de ellas fue la separación de los agentes de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Antes estas funciones estaban a cargo de empresas estatales, controladas por los gobiernos estatales. La privatización del sector tuvo efecto en la década de 1990, pero no todas las empresas fueron concedidas al sector privado.

Esa separación tuvo como objetivo aumentar la competencia entre las generadoras y las transmisoras de energía eléctrica. La distribución fue dividida en áreas de concesión, donde solamente una empresa detiene el monopolio de actuación.

En los días actuales, el sector presenta una estructura gubernamental como la que se puede ver en la Figura 17.





Figura 17 - Estructura Gubernamental del Sector Eléctrico.

Consejo Nacional de Política Energética - CNPE: es un órgano compuesto por representantes de diversos Ministerios que asesoran la Presidencia de la República en la formulación de políticas y directrices del sector energético brasileño para el aprovechamiento racional de los recursos energéticos del país.

Ministerio de Minas y Energía - MME: después de definidas las directrices por el CNPE, el MME es responsable por su implementación. El órgano es responsable por el planeamiento del sector, monitorizar la seguridad del suministro y definir acciones preventivas para su restauración, caso haya desequilibrios entre la oferta y la demanda de energía.

Comité de Monitorización del Sector Eléctrico - CMSE: es un órgano creado en el ámbito del MME y está bajo su coordinación directa. Tiene la función de monitorizar y evaluar la continuidad y la seguridad del suministro de energía eléctrica en todo el territorio nacional.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE: también vinculada al MME, sus funciones son la realización de estudios que propicien el planeamiento



integrado de los recursos energéticos, la expansión de la generación y transmisión de energía eléctrica para el corto, medio y largo plazo.

Agencia Nacional de Energía Eléctrica - ANEEL: tiene la atribución de regular y fiscalizar la producción, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica; garantizar la calidad de los servicios prestados, la universalización del atendimento y establecer las tarifas para los consumidores, preservando la viabilidad económica y financiera de los agentes del sector.

Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica - CCEE: es la institución responsable por viabilizar las operaciones de compra y venta de energía eléctrica de los agentes del sector. Entre sus atribuciones están la de formular reglas para los procedimientos de comercialización, administrar los contratos de energía y promover subastas para compra y venta de energía, bajo delegación de la ANEEL.

Operador Nacional del Sistema Eléctrico: creado para opera y controlar la generación de energía en todo el sistema eléctrico. También es responsable por administrar la red de transmisión. El objetivo es garantizar el atendimento de la carga y la confiabilidad del sistema.

Como la mayor parte de la generación es hidráulica, las plantas suelen estar lejos de los grandes centros consumidores. Por lo tanto, se necesitan grandes redes de transmisión para llevar la energía hasta el consumidor final.

Para lograr ese propósito se ha elaborado un sistema de interconexión de las redes, lo que posibilita el intercambio de energía entre las regiones del país y permite que cualquier planta tenga la posibilidad de enviar su producción a todos los consumidores.

La figura 18 muestra como es el diseño de este sistema de interconexión.

En Brasil, existen dos mercados de energía: el libre¹³ y el cautivo¹⁴. En el mercado libre los consumidores pueden elegir el agente al que quiere comprar la energía eléctrica y el precio es concertado entre los dos.

¹³ Mercado libre: consumidores con carga instalada superior a 3MW.

¹⁴ Mercado cautivo: consumidores con carga instalada inferior a 3MW, donde están todos los residenciales.



Sistema de Transmissão 2011-2013

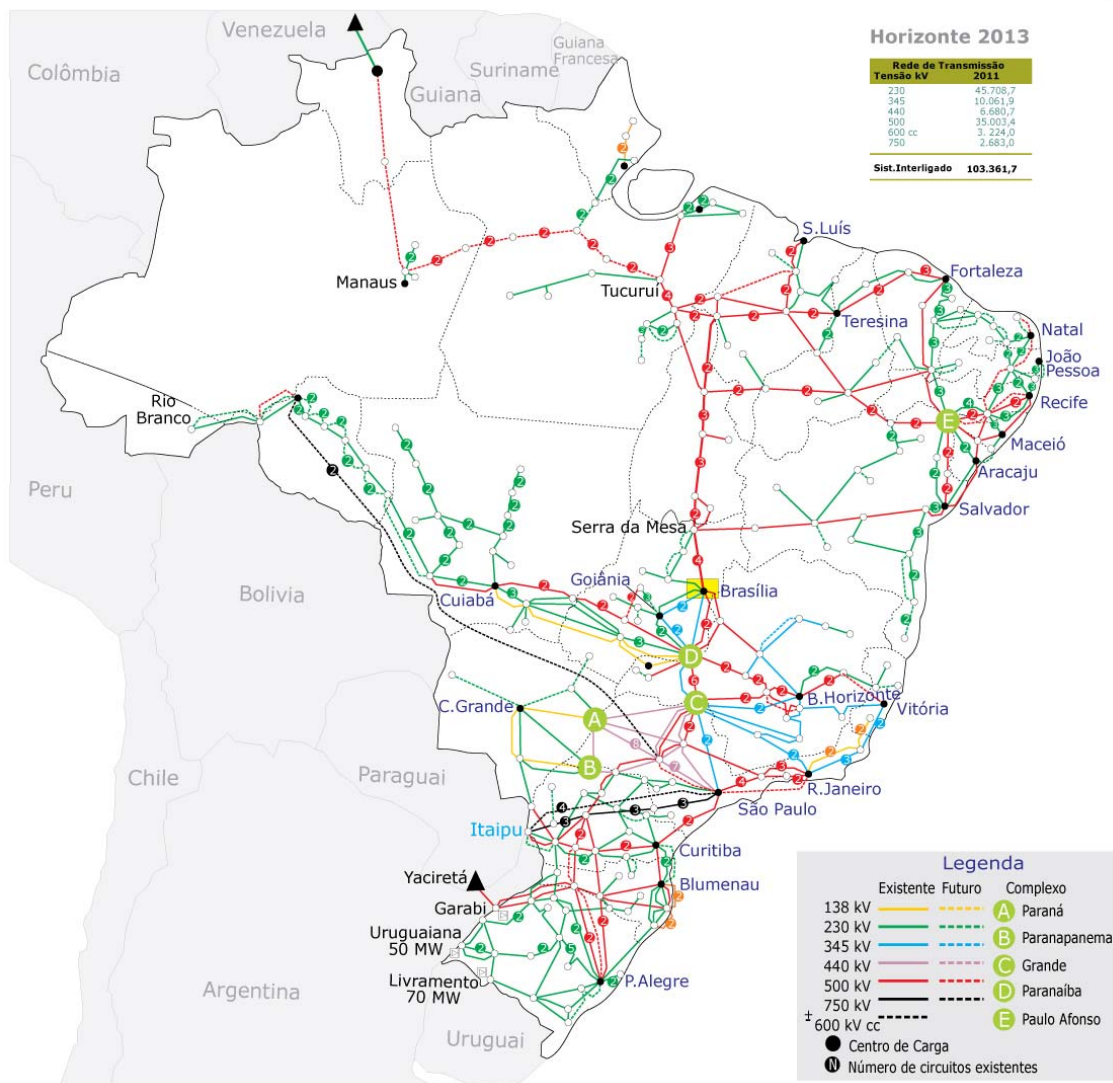


Figura 18 - Sistema Interconectado de Transmissão.

Ya en el mercado cautivo, los precios son regulados por la ANEEL. La compra de energía para los consumidores es de responsabilidad de las distribuidoras y la adquisición de esa energía se hace a través de subastas ofrecidas por el gobierno. El precio final es establecido con el cálculo de un mix de valores, compuesto por precios de varias subastas y contratos obligatorios, como es el caso de la energía de la planta hidroeléctrica de Itaipu.

En todo el país existen 63 distribuidoras de energía eléctrica, cada una tiene una tarifa distinta calculada por la ANEEL. La variación de valores es amplia, con datos de 2013, la más cara fue calculada en R\$ 427,98 por MWh



(129,7 €/MWh), mientras que la más barata fue de R\$ 208,77 por MWh (63,3 €/MWh). Estos valores son referentes a la tarifa de la clase residencial.

La tabla 2 muestra los valores de todas las tarifas vigentes. Como se puede notar, el valor tiene dos componentes:

- **TUSD** - Tarifa de Uso del Sistema de Distribución: es el valor del peaje pago por el uso del cableado de la distribuidora.
- **TE** - Tarifa de Energía: valor pago por la generación de energía.

Está previsto que a partir del año 2015, la TE va a tener tres valores distintos a depender de las condiciones hidrológicas de los embalses. Para un mejor entendimiento de los consumidores, estos valores son representados por banderas de colores verde, amarilla y roja. En cada mes se enviará junto con la factura, la bandera que estará en vigor el mes siguiente. Así el consumidor sabrá la tarifa que pagará y puede decidir ahorrar energía, contribuyendo para una mejora del nivel de los embalses, es decir, funciona como una señal de ahorro económico.

Estos valores son referidos al año 2013, cuando hubo una baja de aproximadamente 20% en la tarifas debido a modificaciones puestas en marcha por el gobierno. Este hecho puede perjudicar o incluso inviabilizar la generación propia en algunas regiones del país, ya que el valor de la tarifa es el punto de comparación para el cálculo de esa viabilidad.

Sin embargo, esa aún no es la tarifa final a ser pagada por el consumidor. Habrá todavía la incidencia de los impuestos federales y estatales, llamados de PIS, COFINS¹⁵ y ICMS¹⁶.

La alícuota de ICMS es muy variable, ya que cada estado puede definir el valor a ser cobrado de los consumidores. También puede haber variación por el nivel de consumo. En algunos estados, consumos de hasta 100 kWh por mes están libres de la cobranza, como visto en la Tabla 3.

¹⁵ PIS: Programa de Integración social; COFINS: Contribución para el financiamiento de la Seguridad Social. Son impuestos federales que sirven para financiar la seguridad social en Brasil.

¹⁶ ICMS: Impuesto sobre la Circulación de Mercaderías y Servicios, es un impuesto estatal y es similar al IVA en España, pero cada Estado de la Federación define el porcentaje cobrado.



Tabla 2 - Valores de las tarifas en 2014

Distribuidora Sigla	UF	TUSD	TE			TUSD + TE		
		R\$/MWh	BVD - R\$/MWh	BAM - R\$/MWh	BVM - R\$/MWh	BVD - R\$/MWh	BAM - R\$/MWh	BVM - R\$/MWh
ELETROACRE	AC	291,36	136,62	151,62	166,62	427,98	442,98	457,98
CERON	RO	180,62	211,32	226,32	241,32	391,94	406,94	421,94
AMPLA	RJ	256,02	135,89	150,89	165,89	391,91	406,91	421,91
CELTINS	TO	219,08	159,67	174,67	189,67	378,75	393,75	408,75
CHESP	GO	226,86	150,23	165,23	180,23	377,09	392,09	407,09
EMG	MG	193,98	177,58	192,58	207,58	371,56	386,56	401,56
HIDROPAN	RS	199,08	158,48	173,48	188,48	357,56	372,56	387,56
CELPA	PA	226,97	130,50	145,50	160,50	357,47	372,47	387,47
CPFL Mococa	SP	218,35	136,39	151,39	166,39	354,74	369,74	384,74
SULGIPE	SE	235,55	115,60	130,60	145,60	351,15	366,15	381,15
DEMEI	RS	215,42	134,62	149,62	164,62	350,04	365,04	380,04
COOPERALIANÇA	SC	178,80	169,87	184,87	199,87	348,67	363,67	378,67
UHENPAL	RS	229,17	117,89	132,89	147,89	347,06	362,06	377,06
CEMIG-D	MG	184,78	162,22	177,22	192,22	347,00	362,00	377,00
ELETROCAR	RS	206,44	138,46	153,46	168,46	344,90	359,90	374,90
CEMAR	MA	231,57	112,00	127,00	142,00	343,57	358,57	373,57
CEMAT	MT	167,28	175,54	190,54	205,54	342,82	357,82	372,82
EEB	SP	162,74	168,51	183,51	198,51	331,25	346,25	361,25
LIGHT	RJ	182,53	146,21	161,21	176,21	328,74	343,74	358,74
ENERSUL	MS	181,52	144,96	159,96	174,96	326,48	341,48	356,48
CEPISA	PI	211,68	114,05	129,05	144,05	325,73	340,73	355,73
ELFSM	ES	170,24	154,90	169,90	184,90	325,14	340,14	355,14
ENF	RJ	180,91	143,10	158,10	173,10	324,01	339,01	354,01
URUSSANGA	SC	142,84	179,75	194,75	209,75	322,59	337,59	352,59
EFLJC (JOAO CESA)	SC	154,04	167,28	182,28	197,28	321,32	336,32	351,32
CEEE-D	RS	144,50	168,07	183,07	198,07	312,57	327,57	342,57
ELEKTRO	SP	162,91	148,97	163,97	178,97	311,88	326,88	341,88
MUX-Energia	RS	145,68	165,99	180,99	195,99	311,67	326,67	341,67
COSERN	RN	160,04	148,49	163,49	178,49	308,53	323,53	338,53
ESE	SE	181,16	127,13	142,13	157,13	308,29	323,29	338,29
COELCE	CE	162,86	145,35	160,35	175,35	308,21	323,21	338,21
IENERGIA	SC	154,61	153,02	168,02	183,02	307,63	322,63	337,63
CEAL	AL	188,48	118,26	133,26	148,26	306,74	321,74	336,74
BANDEIRANTE	SP	138,94	166,00	181,00	196,00	304,94	319,94	334,94
EPB	PB	189,41	115,04	130,04	145,04	304,45	319,45	334,45
CPFL Sul Paulista	SP	154,62	147,38	162,38	177,38	302,00	317,00	332,00
DMED	MG	166,59	135,10	150,10	165,10	301,69	316,69	331,69
CPFL Leste Paulista	SP	155,79	144,64	159,64	174,64	300,43	315,43	330,43
EDEVP	SP	140,40	158,70	173,70	188,70	299,10	314,10	329,10
ESCELSA	ES	146,42	152,42	167,42	182,42	298,84	313,84	328,84
CELPE	PE	158,60	140,17	155,17	170,17	298,77	313,77	328,77
CFLO	PR	163,57	135,13	150,13	165,13	298,70	313,70	328,70
CAIUÁ-D	SP	133,69	162,31	177,31	192,31	296,00	311,00	326,00
FORCEL	PR	169,29	124,82	139,82	154,82	294,11	309,11	324,11
CELG-D	GO	149,51	143,99	158,99	173,99	293,50	308,50	323,50
COELBA	BA	175,10	118,17	133,17	148,17	293,27	308,27	323,27
CELESC-DIS	SC	116,82	171,86	186,86	201,86	288,68	303,68	318,68
RGE	RS	135,08	149,70	164,70	179,70	284,78	299,78	314,78
CNEE	SP	132,31	150,01	165,01	180,01	282,32	297,32	312,32
COCEL	PR	141,78	137,19	152,19	167,19	278,97	293,97	308,97
CPFL Piratininga	SP	103,57	174,67	189,67	204,67	278,24	293,24	308,24
Amazonas Distribuidora (AME) (*)	AM	139,96	136,89	151,89	166,89	276,85	291,85	306,85
EBO	PB	139,52	135,03	150,03	165,03	274,55	289,55	304,55
CPFL Paulista	SP	104,77	167,35	182,35	197,35	272,12	287,12	302,12
COPEL-DIS	PR	123,68	139,87	154,87	169,87	263,55	278,55	293,55
AES-SUL	RS	132,17	130,07	145,07	160,07	262,24	277,24	292,24
CPFL Santa Cruz	SP	111,91	148,79	163,79	178,79	260,70	275,70	290,70
CEB-DIS	DF	109,79	146,68	161,68	176,68	256,47	271,47	286,47
CEA	AP	130,36	123,50	138,50	153,50	253,86	268,86	283,86
Boa Vista (Sistema Isolado)	RR	-	-	-	-	247,58	247,58	247,58
ELETROPAULO	SP	91,20	147,24	162,24	177,24	238,44	253,44	268,44
CERR (Sistema Isolado)	RR	-	-	-	-	228,90	228,90	228,90
CPFL Jaguari	SP	66,15	142,62	157,62	172,62	208,77	223,77	238,77



Tabla 3 - Alícuotas de ICMS en los Estados.

	AC	AL	AM	AP	BA	CE	DF	ES	GO	MA	MG	MS	MT	PA	PB	PE	PI	PR	RJ	RN	RO	RR	RS	SC	SE	SP	TO
RESIDENTIAL	Libre					Libre	Libre	Libre	Libre	Libre	Libre	Libre		Libre	Libre	Libre	Libre	Libre	Libre	Libre	Libre	Libre	12%		Libre	Libre	Libre
[0;30]																											
[31;50]																											
[51;60]																											
[61;80]		Libre		Libre	25%				25%	Libre	Libre		Libre	Libre	17%							Libre		12%		Libre	Libre
[81;90]	12%																										
[91;100]																											
[101;140]	16%																										
[141;150]																											
[151;200]			25%																								
[201;220]				12%		27%		25%	29%	17%	30%		17%		20%		27%					17%		25%		25%	
[221;250]		25%					17%																				
[251;300]	25%				27%					25%			25%	25%								17%		25%	27%	25%	
[301;400]																											
[401;500]							21%																				
> 500							25%		30%				30%														

4.3 Regulación de la Generación Distribuida (GD) en Brasil

La ANEEL ha definido a través de la Resolución Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, las reglas para el acceso de la generación distribuida a los sistemas de distribución de energía eléctrica y al sistema de compensación de energía eléctrica, es decir, al sistema *net metering* o balance neto.

Dicha Resolución ha dividido los generadores en dos categorías:

- **Microgeneración distribuida:** son las unidades generadoras con potencia instalada menor o igual a 100 kW, que utilicen fuentes basadas en energía solar, hidráulica, eólica, biomasa o cogeneración calificada.
- **Minigeneración distribuida:** son las unidades generadoras con potencia instalada super a 100 kW e inferior o igual a 1MW, que utilicen fuentes basadas en energía solar, hidráulica, eólica, biomasa o cogeneración calificada.

El sistema de compensación se define como siendo la energía activa transferida a la red de distribución por una unidad consumidora, que posteriormente puede ser compensada con el consumo de la misma cantidad de energía por la misma unidad consumidora u otra de la misma titularidad. Los créditos de energía acumulados son válidos por un período de 36 meses.

Si en la unidad consumidora existe medición con discriminación horaria, la energía introducida en la red en un cierto horario podrá ser compensada en otro horario. En este caso la diferencia de tarifa se deberá tener en cuenta.

En el caso de que el consumidor elija por compensar los créditos en otra unidad consumidora de su titularidad, esta deberá ser suministrada por la misma distribuidora, no siendo permitida la compensación en unidades consumidoras que estén ubicadas en otra área de concesión.



Otro tema abordado por la Resolución son los costes de la medición. Teniendo en mente que esta medición puede ser hecha por dos medidores diferentes de entrada y salida de energía, el consumidor tendría que pagar solamente el coste del segundo. Otra posibilidad es la utilización de un medidor bidireccional, es decir, la medición de entrada y salida de energía se concentra en un solo contador. En este caso, el consumidor tendría que pagar la diferencia de coste de este contador por otro común.

La ANEEL también ha estipulado los procedimientos que debe llevar a cabo el consumidor para la aprobación de su punto de conexión a la red. Son los siguientes:

- Hacer la solicitud de acceso.
- Comprar e instalar los equipos de generación.
- Solicitar la inspección por la distribuidora.
- Regularizar aspectos técnicos solicitados.
- Pagar la diferencia de medición (caso exista).

Respecto a la distribuidora, la Agencia Reguladora ha estipulado los plazos máximos para cumplir cada paso para la conexión del consumidor a la red:

- Emisión del parecer de acceso – 30 días¹⁷.
- Proceder a la inspección – 30 días.
- Entregar el informe de la inspección – 15 días.
- Aprobación del punto de conexión – 7 días.

El plazo total para efectuar la conexión es de 82 días.

4.3.1 *Escenario verificado desde la publicación de la Resolución*

En abril de 2014, la ANEEL organizó un Seminario con la finalidad de debatir los resultados de la publicación de la Resolución nº 482/12 en conjunto con las perspectivas para el futuro de la introducción de la generación distribuida (GD) en la red de distribución.

Dos años después de la puesta en marcha del sistema de compensación, 92 conexiones fueron aprobadas por las distribuidoras y registradas por la Agencia Reguladora. De este total, la fuente de energía solar

¹⁷ Caso el consumidor este encuadrado como mini-generador, el plazo será de 60 días.



fue la que más ha contribuido para el alcance de este número, con un total de 79 conexiones.

Respecto a la potencia instalada, estas conexiones representaron 2056 kW, con 1777 referentes a generadores solares, tal como se presenta en la figura 19.

La Agencia divulgó una encuesta hecha con estos consumidores no solo para medir la satisfacción, sino para saber las motivaciones que les llevaron a instalar los sistemas de generación.

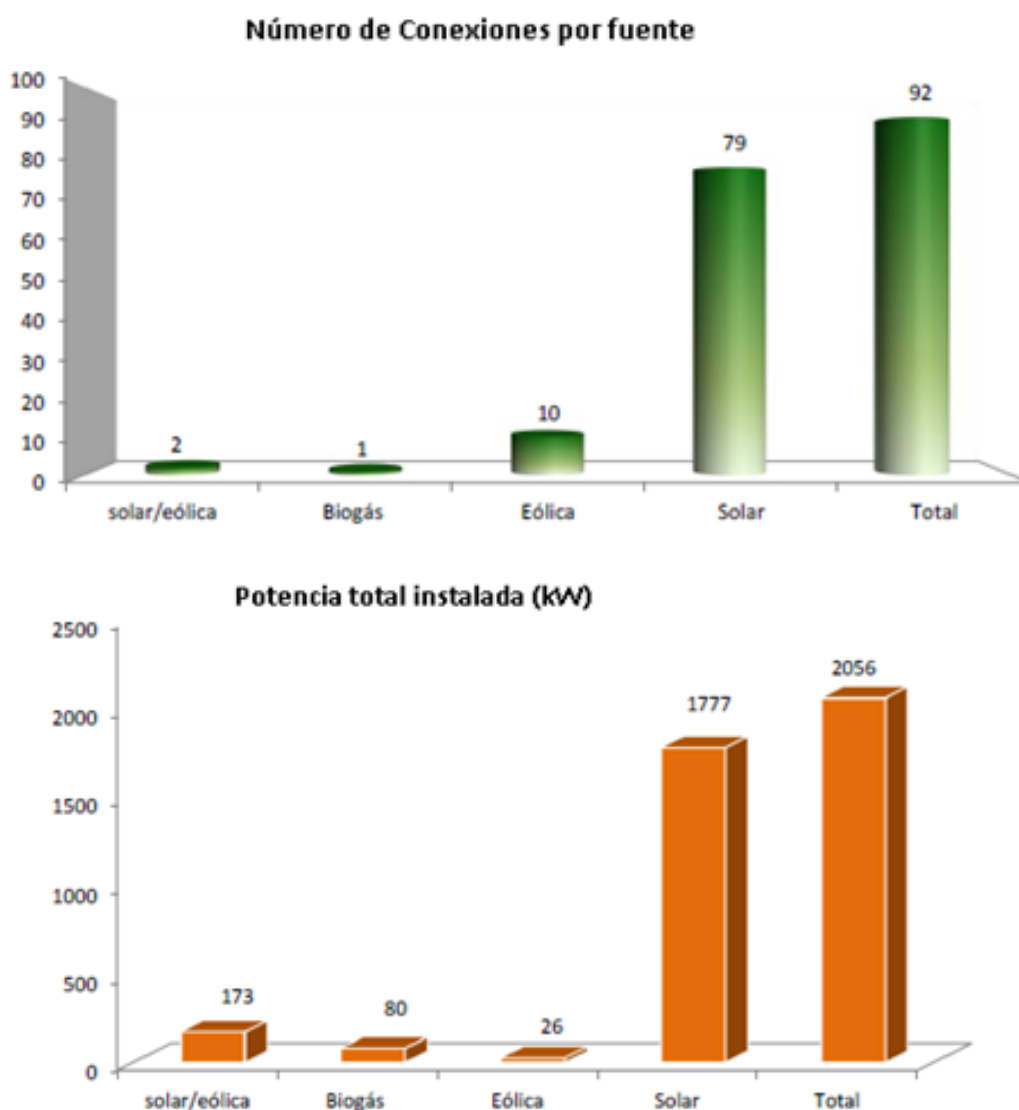


Figura 19 - Escenario verificado dos años después de la Resolución.



En las siguientes figuras están representados los resultados de dicha encuesta.

Pregunta: ¿Cómo supo de la posibilidad de generar su propia energía?

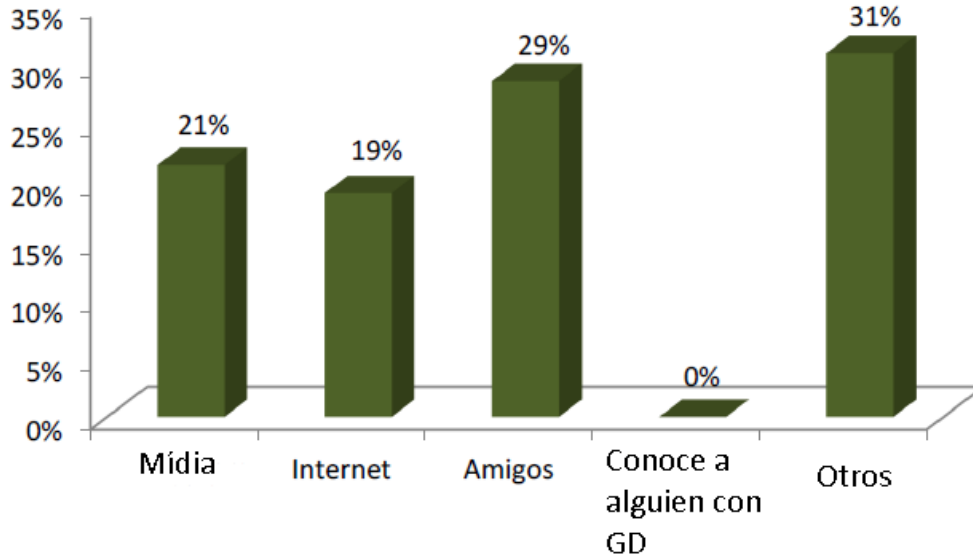


Figura 20 - Conocimiento de la posibilidad de generar energía.

Pregunta: ¿Cuál fue su principal motivación para instalar la GD?

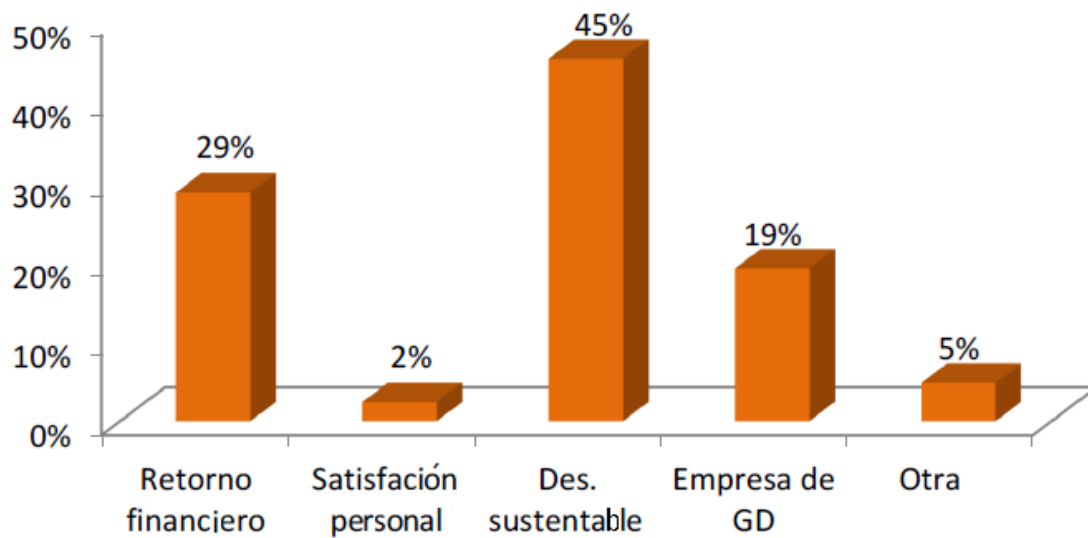


Figura 21 - Motivación para instalar la Generación Distribuida.



El resultado fue sorprendente pues se demostró que el desarrollo sostenible fue la principal razón para que uno eligiera la generación distribuida, dejando el retorno financiero en la segunda posición, con solamente un 29%. Sin embargo, como la muestra fue pequeña, puede sugerir que aquellos que tienen una conciencia ecologista fueron los primeros a adoptar tal medida. Así mismo, demuestra ser una motivación que se puede explotar para el desarrollo de la energía solar.

Pregunta: ¿En promedio, cuánto fue la reducción observada en la cuenta de energía después de la instalación de la GD?

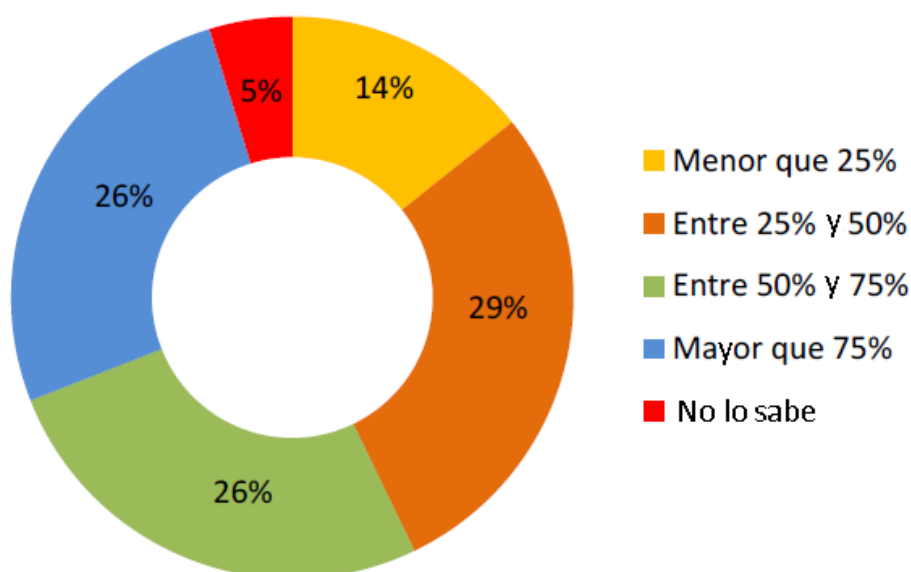


Figura 22 - Reducción en la cuenta de energía.

La instalación de una generación distribuida reduce los gastos de la energía eléctrica, como se nota en los resultados de la encuesta. Nada menos que un cuarto de los consumidores han experimentado una reducción de más del 75%. Otros 55% han experimentado una reducción de entre 25% y 75%.

Con relación a la satisfacción, un 98% dijeron estar satisfechos con la posibilidad de generar su propia energía. Para el 24%, las expectativas fueron superadas, para el 38% las expectativas fueron alcanzadas y para el 36%, aunque satisfechos, las expectativas todavía no fueron alcanzadas.

El resultado de esta encuesta muestra un potencial elevado para el desarrollo de la energía solar como principal fuente de la generación distribuida. El elevado índice de satisfacción demuestra la asertividad de la



política de incentivo establecida por la Agencia y muestra un camino que puede ser seguido por otros entes gubernamentales.

Para el final de 2014, el gobierno prepara una subasta específica para la fuente de energía solar, así como pasó con la energía eólica. Sin duda será un gran incentivo para el desarrollo de fábricas y montadoras de sistemas solares.

5 ESTIMATIVA DE COSTES

5.1 Coste de los Equipos

Para obtener el coste total de una instalación solar fotovoltaica hay que dividir su composición en tres partes: los módulos, los inversores y el sistema de estructuras y conexiones, cableado y equipos auxiliares, bien como los costes de instalación y montaje, también conocidos como “*Balance Of the System – BOS*”.

En el informe de la EPIA – European Photovoltaic Industry Association: *Solar Photovoltaics, Competing in the Energy Sector*, se puede ver que de las tres composiciones citadas, los módulos son los que más han bajado de precio. Sin duda, en los últimos diez años el valor de los módulos fotovoltaicos ha bajado un 70%, alcanzando 1,2 euros por watt pico (€/Wp). Los módulos son los responsables por aproximadamente 60% del total del conjunto o sistema.

Por consiguiente, el precio del sistema completo para la generación solar también ha bajado mucho en la última década. Partiendo de 5,1 €/Wp en 2006 hasta llegar a 1,64 €/Wp en 2014¹⁸, como se puede observar en la figura 23.

Lo que ha posibilitado tal disminución fueron los incentivos de los gobiernos en Europa, principalmente Alemania, pero también en China y Estados Unidos. Estos programas lograron apalancar el mercado industrial fotovoltaico con un sustancial aumento en la demanda de estos productos.

¹⁸ German Solar Industry Association (2014). *BSW Solar*.



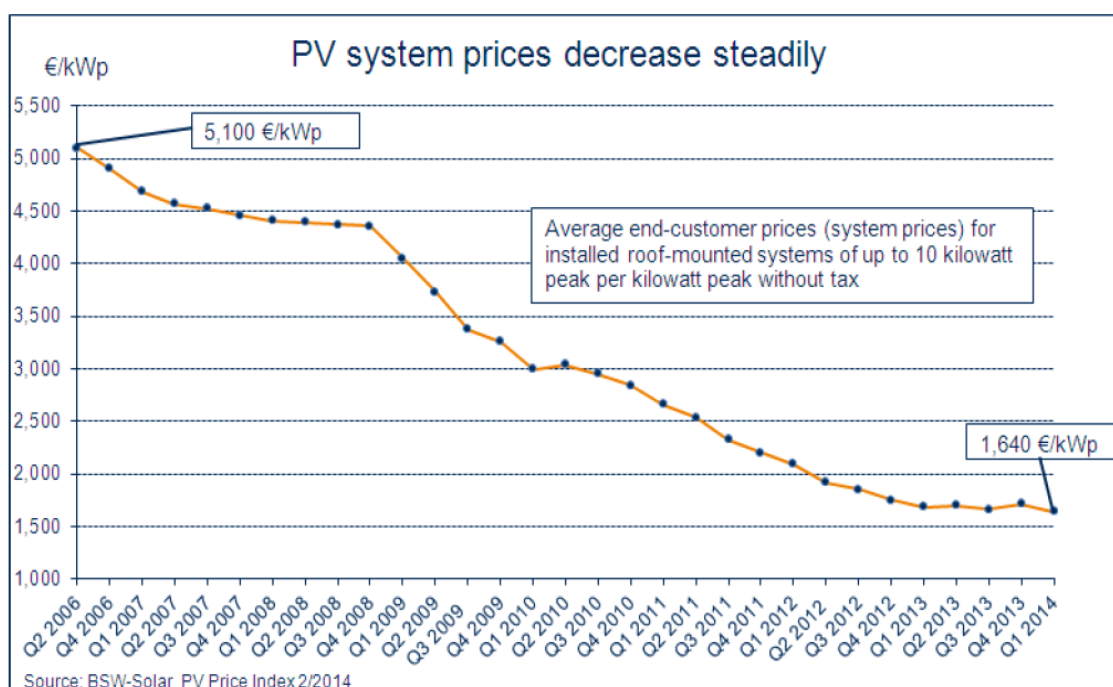


Figura 23 - Precio en €/kWp de los sistemas PV.¹⁹

5.2 Estimativa de los costes en Brasil

Evidentemente los mismos números no son verificados en el mercado brasileño. Una rápida investigación por empresas que comercializan módulos fotovoltaicos revela precios más elevados que los del mercado europeo.

Una de las explicaciones está en la demanda. El fuerte consumo de módulos experimentado en países como Alemania llevó a la bajada de los costes y ese hecho todavía no se ha presentado en el escenario brasileño, que no cuenta con programas de gobierno para incentivos a la utilización de la fuente de energía solar.

Otro factor de peso en los números finales de venta de módulos son los impuestos, que llegan a representar alrededor de un 25% del valor final. Como no existen empresas nacionales que fabriquen células fotovoltaicas, los materiales importados reciben la incidencia del impuesto de importación (II)²⁰, que representa un 12% sobre el precio de los módulos y un 14% sobre los inversores.

¹⁹ European Photovoltaic Industry Association (2011). *Solar Photovoltaics, Competing in the Energy Sector*.

²⁰ Valores constantes en estudio hecho por la Asociación Brasileña de las Industrias de Energía Eléctrica – ABINEE, disponible en www.abinee.org.br/noticias/com133.htm.



Además del impuesto de importación, otros impuestos son aplicados en cadena, como por ejemplo el impuesto sobre la circulación de materiales y servicios (ICMS), que es variable y determinado por cada Estado de la Federación.

A seguir, en la tabla 4, se puede ver esta estructura mejor explicada del cálculo del precio final de los productos.

Tabla 4 - Estructura de costes de los productos.

Precios de Generación DC	Módulos	Inversores
Capacidad de un contenedor (Watts)	130.000	
FOB (€/Wp)	0,98	0,19
FOB (€)	127.400,00	24.700,00
Flete + seguro internacional (€)	5.200,00	2.000,00
CIF = FOB + Flete + Seguro	132.600,00	26.700,00
(A) II (12% del valor CIF para módulos y 14% para inversores)	15.912,00	3.738,00
(B) IPI (15 % para inversores) Incide sobre CIF + (A)	0,00	4.565,70
(C) PIS y COFINS (9,25% "por dentro", incide sobre CIF + (A) + (B))	15.137,59	3.567,87
(D) ICMS, 12% para inversores, incide sobre CIF + (B)	0,00	4.750,03
(F) Total de Impuestos (€)	31.049,59	16.621,60
(G) Impuestos diversos - 12% sobre (F)	3.725,95	1.994,59
(H) Gastos con Importadora	1.200,00	1.200,00
(I) Costes de Internalización (F+G+H)	35.975,54	19.816,19
Coste Final (CIF + (I))	168.575,54	46.516,19
Tasa de Cambio (R\$/€)	3,10	
Coste (R\$)	522.584,17	144.200,20
Final (R\$/W) – (€/W)	5,13 – 1,65	

Para hallar el coste final de toda la instalación hace falta que calculemos los valores de cables, fijación, conexiones, proyectos y otros. Dependiendo del tipo de uso, los valores variarán de acuerdo con su capacidad. La tabla 5 muestra estos cálculos.



Tabla 5 - Costes de BOS²¹

Aplicación	Residencial	Comercial
Capacidad (kW)	3	30
Coste de módulos e inversores	15.387,33	153.873,32
Coste de Cables y Protecciones	2.250,00	18.000,00
Coste del sistema de fijación	3.750,00	24.000,00
Otros Costes (conexión, proyecto, etc.)	3.750,00	3.750,00
Total (R\$)	25.137,33	199.623,32
Total (R\$/W) – (€/W)	8,38 – 2,70	6,65 – 2,15

6. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

6.1 Influencia de la geografía y de la estacionalidad.

La producción de energía solar fotovoltaica depende de la irradiación que se puede obtener en un determinado sitio. Sin embargo, esa irradiación no es lineal y su intensidad sufre variaciones todos los días, a depender de la topología y de la formación de nubes y condiciones atmosféricas.

Una experiencia realizada en el municipio de Marechal Deodoro, en el Estado de Alagoas, presentada en la Revista Brasileira de Meteorología²², ha mostrado la variabilidad de la radiación en días con distintos patrones de nebulosidad.

La figura 24(a) muestra un día limpio, típico de la estación seca, la figura 24(b) indica un día de la misma estación seca, pero con alguna nebulosidad. Un día seco en la estación de lluvias está representado en la figura 24(c), en cuanto a la figura 24(d), representa un día con nebulosidad en la estación de lluvias. Los datos fueron registrados a cada cinco minutos en el año 2005.

Por lo tanto, los cálculos deben basarse en valores promedios, obtenidos en un período de plazo más largo, en general un año. Estos valores suelen estar expresados en Wh/Wp/año.

²¹ ABINEE – Asociación Brasileña de la Industria de Energía Eléctrica.

²² AL (QUERINO, C. A. S. et al. "Estudo da Radiação Solar Global e do Índice de Transmissividade (KT), Externo e Interno, em um bosque de mangue em Alagoas – Brasil". Revista Brasileira de Meteorologia, v. 26, n. 2, 204-294, 2011).



Un concepto muy utilizado para el cálculo de la producción de energía es el de “horas de sol pico” (HSP). Se puede definir como siendo el número de horas de un día con una irradiancia ficticia de 1000 W/m^2 que tendría la misma irradiación total que la real de ese día. Con esa definición, si se tiene la irradiación de un determinado día, y se divide por 1000 W/m^2 , se tienen las horas de sol pico. Cuando la irradiación se expresa en kW.h/ m^2 y se divide por los citados 1000 W/m^2 el resultado es obviamente el mismo número en el que estaba expresada la irradiación.

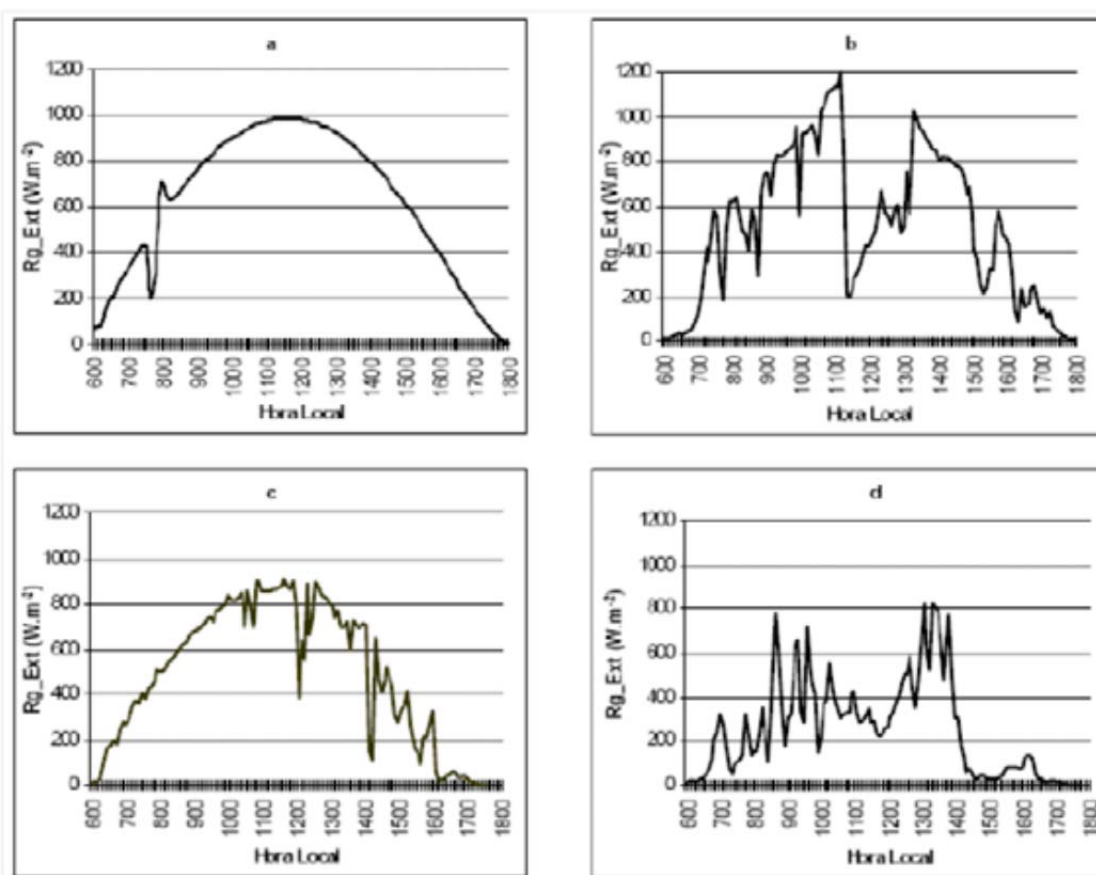


Figura 24 - Variación de la radiación con la nebulosidad.

Para una estimativa de la producción anual de energía solar son necesarios datos del recurso primario. El Instituto Nacional de Pesquisas (investigaciones) Espaciales – INPE, ha publicado un Atlas Brasileño de la Energía Solar²³. Ese Atlas fue desarrollado dentro del proyecto SWERA²⁴.

²³ Disponible en http://sonda.ccst.inpe.br/publicacoes/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf.



En algunas regiones del país la irradiación alcanza números expresivos. La irradiación máxima alcanza 6,5 kWh/m² (6,5 HSP), pero está situada en un área poco habitada y árida. La irradiación más baja está en el litoral de Santa Catarina, al sur de Brasil, una región con lluvias constantes a lo largo del año.

En la región sudeste, la más poblada, los números están entre 5,2 y 5,6 kWh/m² (HSP). Sin embargo, estos valores son superiores a los de la mayoría de los países de Europa, como por ejemplo Alemania y España, lo que evidencia el potencial de producción de la energía solar en Brasil.

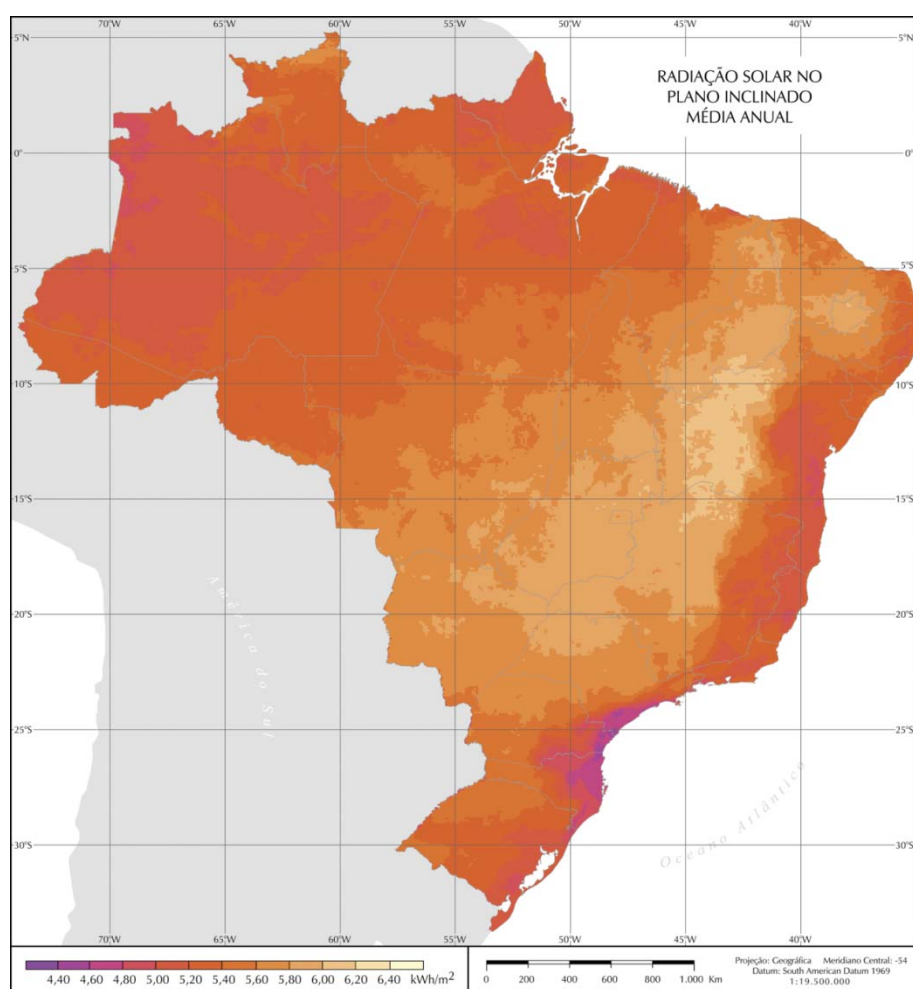


Figura 25 - Atlas Brasileño de la Energía Solar.²⁵

²⁴ Solar and Wind Energy Resource Assessment – iniciativa del National Renewable Energy Laboratory, disponible en <http://maps.nrel.gov/SWERA>.

²⁵ INPE. Datos de julio de 1995 a diciembre de 2005, con resolución de 10km x 10km.



6.2 Obtención de los datos

Para este estudio se han elegido tres emplazamientos en distintas regiones del Brasil. Uno en la región Sur, donde los índices de irradiación solar son bajos y el valor de la tarifa es la más baja de los tres lugares escogidos. El segundo está en el Estado de Minas Gerais, donde los niveles de irradiación son medios y la tarifa es la más elevada de los 3 municipios escogidos. El tercero está en la región Nordeste, siendo ésta la región más cercana del ecuador, y por tanto con los índices de irradiación más elevados. En éste lugar la tarifa es la segunda más elevada.

Se han elegido éstos tres lugares también para que se pudiera establecer una comparación con las diferentes tarifas a pagar por los consumidores de estos estados, ya que las distribuidoras de energía eléctrica son diferentes.

Para la obtención de los datos de estos tres municipios se han utilizado los valores disponibles en el proyecto SWERA, con datos del INPE.

6.2.1 Municipio de Ibertioga

La ciudad de Ibertioga está ubicada en el Estado de Minas Gerais. Tiene una población de aproximadamente 7 mil habitantes. La ciudad posee muchas residencias con amplios tejados, propicios para la instalación de los paneles fotovoltaicos.

La figura 26 muestra los datos de irradiación obtenidos para ésta región..

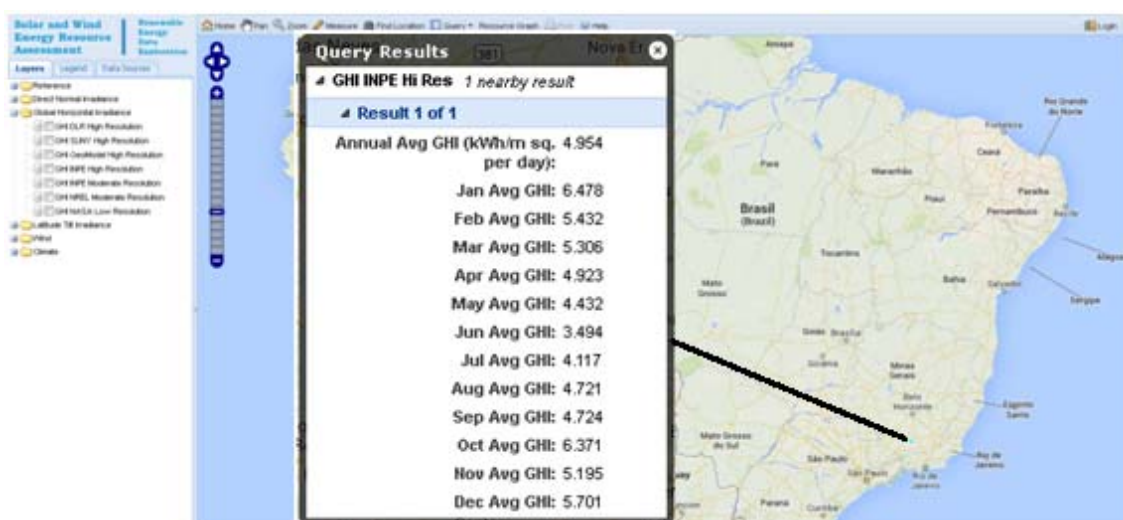


Figura 26 - Valores de irradiación mensual de Ibertioga – MG.



El promedio anual de irradiación solar es de 4,495 kWh/m²/día. En el verano, el promedio máximo obtenido fue de 6,478 kWh/m²/día en el mes de enero.

6.2.2 *Municipio de San Raimundo Nonato*

Éste municipio pertenece a la región Nordeste, donde los valores de la irradiación solar suelen ser más elevados, principalmente en la región semi-árida, donde las lluvias son escasas. El promedio anual se aproxima a los 6 kwh/m²/día, valor alcanzado en el verano, como se puede ver en la Figura 27.

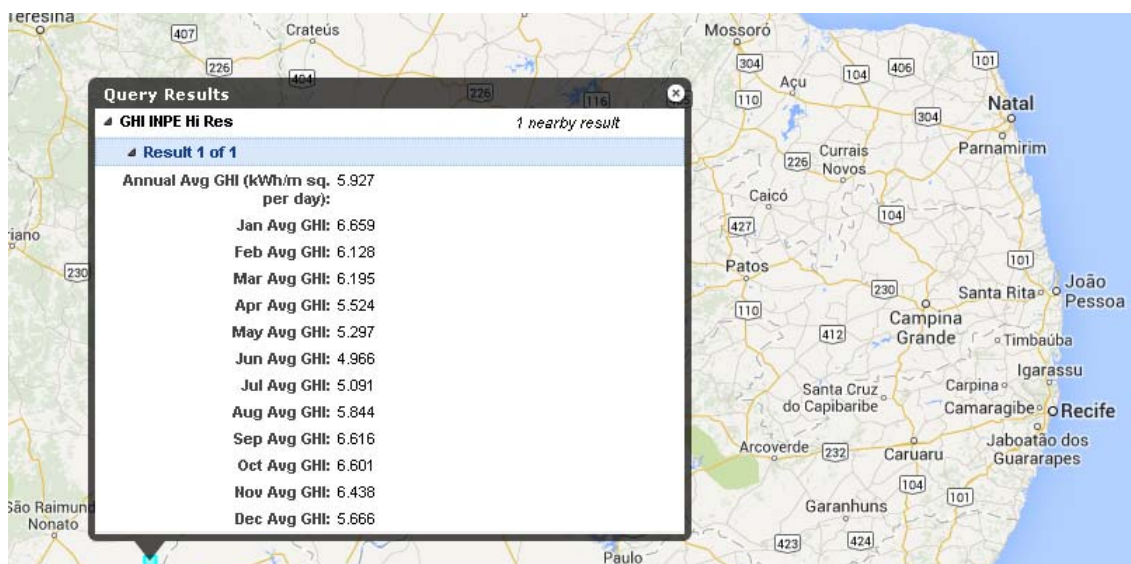


Figura 27 - Valores de irradiación en São Raimundo Nonato en Nordeste.

6.2.3 *Municipio de Itajaí*

En la Figura 28, se muestran los datos de Itajaí, un municipio en el Estado de Santa Catarina, al sur de Brasil. El promedio anual es un poco más pequeño que los otros dos presentados en este trabajo, con 4,588 kWh/m²/día, pero así mismo son valores considerables. Para una comparación, el promedio de Barcelona, en España es de 4,1 kWh/m²/día; en Berlin, Alemania, es de 2,62 kWh/m²/día y en la capital de Inglaterra, Londres, el promedio es de 2,73 kWh/m²/día.



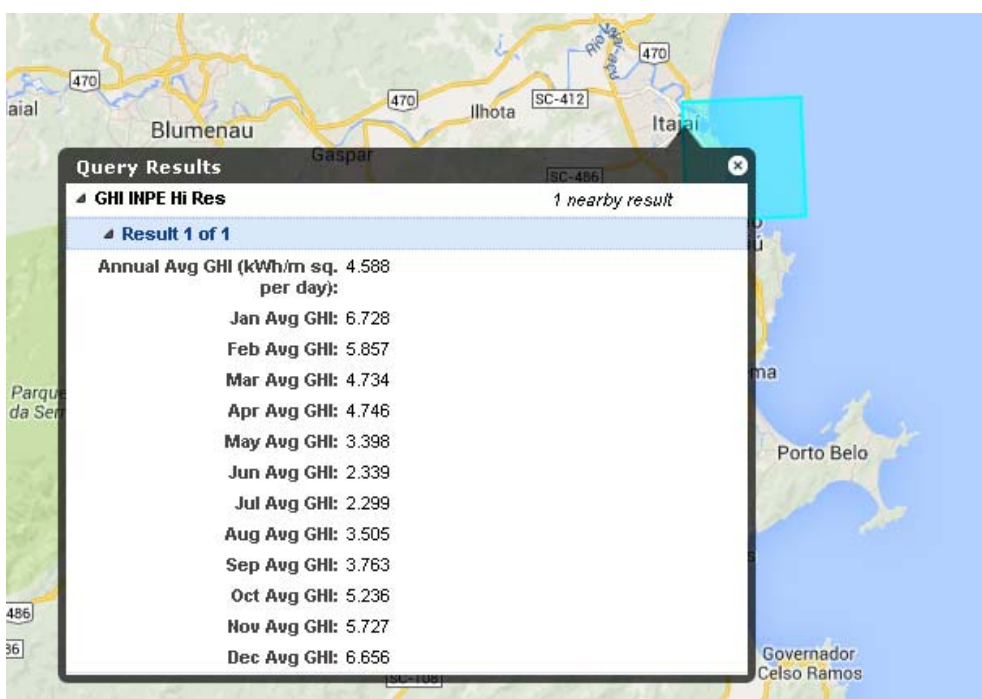


Figura 28 - Valores de irradiación en Itajaí - SC.

6.3 Método de Cálculo

En pose de los datos de irradiación, con un simple cálculo podemos hallar la producción anual de un determinado módulo solar. Para tanto, son necesarios algunos datos del módulo, como el coeficiente de variación de la potencia máxima con la temperatura (α_{pt}), la temperatura nominal de operación de las células solares (T_{noct}) y la temperatura ambiente promedio diaria (T_{amb}).

Estos datos sirven para el cálculo del Performance Ratio (PR) del sistema utilizando la ecuación:

$$PR_{mod} = PR_{mod0} * [1 + \alpha_{pt} * (T_{amb} - 25 + T_{noct} - 20)] \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

PR_{mod} es el Performance Ratio.

PR_{mod0} es un coeficiente constante de valor 0,98.

α_{pt} es el coeficiente de variación de la potencia máxima con la temperatura (es negativo).

T_{amb} es la temperatura ambiente promedio diaria.



T_{noct} es la temperatura nominal de operación de la celda solar (Nominal Operating Cell Temperature). Éste valor suele ser dado por el fabricante de los paneles fotovoltaicos.

Para el cálculo de la energía se utiliza la siguiente fórmula:

$$E = P_{nom} * PR_{mod} * PR_{BOS} * H. [kWh] \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

E es la cantidad de energía producida en el período calculado.

P_{nom} es la Potencia Nominal del módulo;

PR_{mod} es el Performance Ratio.

PR_{BOS} representa las pérdidas en los componentes del sistema, como cables, inversores, transformadores y otros. Para un cálculo simple éstas pérdidas se consideran constantes e iguales a 10%.

H es la cantidad de horas proveniente de la relación entre la Irradiación Horizontal Global (GHI), dada en kWh/m², y la irradiación estándar de 1000 Wh/m².

Para el cálculo de la producción de energía solar, vamos a suponer una instalación con diez módulos de 235 Wp con las siguientes características:

- Potencia Nominal (P_{nom}): 235 W_p.
- α_{pt} : - 0,48 %/°C.
- T_{noct} : 46 °C.
- Número de células: 60 policristalinas.
- Eficiencia (η): 14%.

En las tablas 6, 7 y 8 están representados los valores usados para el cálculo de la energía mensual y anual producida por una instalación de 10 módulos de 235 W_p cada uno, en los municipios elegidos.



Tabla 6 - Energía producida en Itajaí – SC.

Mes	GHI (horas)	Temperatura °C	PR _{mod}	PR _{BOS}	Energía Diária kWh/kW	Energía Mensual kWh
Enero	6,73	24,00	0,88	0,90	5,32	387,31
Febrero	5,86	24,16	0,88	0,90	4,62	304,31
Marzo	4,73	23,41	0,88	0,90	3,75	273,30
Abril	4,75	21,91	0,89	0,90	3,79	267,07
Mayo	3,40	19,31	0,90	0,90	2,75	200,05
Junio	2,34	18,15	0,90	0,90	1,90	134,00
Julio	2,30	17,43	0,91	0,90	1,87	136,56
Agosto	3,51	18,15	0,90	0,90	2,85	207,49
Septiembre	3,76	18,73	0,90	0,90	3,05	214,98
Octubre	5,24	20,24	0,89	0,90	4,21	306,91
Noviembre	5,73	21,79	0,89	0,90	4,57	322,46
Diciembre	6,66	23,26	0,88	0,90	5,28	384,54
Total Anual						3138,98

Tabla 7 - Energía producida en Ibertioga – MG.

Mes	GHI (horas)	Temperatura °C	PR _{mod}	PR _{BOS}	Energía Diária kWh/kW	Energía Mensual kWh
Enero	6,48	23,15	0,88	0,90	5,14	374,45
Febrero	5,43	23,29	0,88	0,90	4,31	283,41
Marzo	5,31	22,49	0,88	0,90	4,22	307,68
Abril	4,92	21,14	0,89	0,90	3,94	278,06
Mayo	4,43	19,01	0,90	0,90	3,59	261,30
Junio	3,49	17,80	0,90	0,90	2,84	200,49
Julio	4,12	17,71	0,90	0,90	3,35	244,22
Agosto	4,72	19,16	0,90	0,90	3,82	278,14
Septiembre	4,72	20,36	0,89	0,90	3,80	267,81
Octubre	6,37	21,24	0,89	0,90	5,10	371,66
Noviembre	5,20	21,61	0,89	0,90	4,15	292,76
Diciembre	5,70	22,31	0,89	0,90	4,54	330,87
Anual						3490,87

Tabla 8 - Energía producida en São Raimundo Nonato - Nordeste.

Mes	GHI (horas)	Temperatura °C	PR _{mod}	PR _{BOS}	Energía Diária kWh/kW	Energía Mensual kWh
Enero	6,66	25,68	0,87	0,90	5,22	380,22
Febrero	6,13	25,67	0,87	0,90	4,80	316,06
Marzo	6,20	25,85	0,87	0,90	4,85	353,44
Abril	5,52	26,63	0,87	0,90	4,31	303,83
Mayo	5,30	26,95	0,87	0,90	4,13	300,58
Junio	4,97	26,19	0,87	0,90	3,88	273,72
Julio	5,09	25,65	0,87	0,90	3,99	290,73
Agosto	5,84	26,42	0,87	0,90	4,56	332,48
Septiembre	6,60	28,22	0,86	0,90	5,11	360,23
Octubre	6,60	28,68	0,86	0,90	5,10	371,39
Noviembre	6,44	27,23	0,86	0,90	5,01	353,06
Diciembre	5,67	26,25	0,87	0,90	4,43	322,62
Total Anual						3958,37

Como se esperaba, la producción es más elevada en la región Nordeste, por el hecho de la incidencia de una irradiación más elevada. Aquí se observa que cuanto más al sur del país se encuentra el emplazamiento, menor la capacidad de generación en condiciones iguales de instalación.



Otro factor que se puede observar es que la temperatura ambiente promedio en el municipio de Ibertioga es más baja que la observada en Itajaí, lo que favorece un incremento en la generación de los paneles.

7. VIABILIDAD ECONÓMICA

7.1 Premisas utilizadas

Para una estimación más realista de la rentabilidad esperada de la inversión de una instalación fotovoltaica, es necesario tener en cuenta una serie de factores, no sólo en el ámbito de la economía, pero también de la regulación y de la política del gobierno para el sector.

Como hemos visto, en Brasil la generación fotovoltaica no tiene un sistema de financiación y tampoco políticas más agresivas para el desarrollo del sector.

Al hacer los cálculos sobre la viabilidad de la generación de energía propia, cada consumidor debe atenerse a su propia realidad, ya que la viabilidad de la instalación depende de factores geográficos, de impuestos, de financiación y del cobro de los costes fijos de las distribuidoras, entre otros.

Por supuesto, el primer paso es la dimensión del sistema fotovoltaico. Lo ideal es que la generación anual quede un poco por debajo del consumo de energía para el mismo periodo. Es decir, en un escenario de compensación de créditos, no es eficaz generar mucha sobra de energía y luego no tener como recuperar esos créditos. O incluso generar energía de sobra y tener que pagar el coste de la disponibilidad para las distribuidoras, lo que reduce el beneficio de la operación.

Además de ese primer paso, otros factores requieren especial atención:

7.1.1 Disminución de la capacidad de generación

Los módulos solares no entregan la misma energía generada a lo largo de su vida útil. E incluso el acumulo de suciedad es uno de los factores que más contribuyen para la pérdida de eficiencia de un panel solar.

Frente a esto, es necesaria una rutina de limpieza y un mantenimiento del sistema. Estudios del proyecto Energía Fotovoltaica para Aplicaciones en el Sistema de Abastecimiento Público (Photovoltaics for Utility Systems Applications – PVUSA), en los E.E.U.U. estima que las pérdidas podrían alcanzar el 7% al año en condiciones normales de lluvia.



Para este trabajo, consideramos que todo el sistema va a disponer de un mantenimiento preventivo en los años de producción, por lo tanto tenemos en cuenta un factor de 0,65%²⁶ de reducción de eficiencia por año.

7.1.2 Reajuste en las tarifas

Como el valor de la tarifa paga por el consumidor final define cuánto será el descuento proporcionado por la auto generación, su variación afecta directamente el cálculo de viabilidad económica. Por lo tanto, es necesario estimar cuánto será el reajuste de la tarifa a lo largo de los años.

Con ésta finalidad se ha calculado un promedio de los recientes reajustes de las tarifas de las regiones elegidas para este trabajo.

7.1.3 Costes de mantenimiento

Son aquellos que inciden durante toda la vida útil del sistema para conservar las buenas condiciones de funcionamiento. En sistemas fotovoltaicos este mantenimiento se limita, principalmente, a la limpieza adecuada de los paneles.

Para este trabajo, se consideró el coste de un 0,5% anual sobre el coste de la inversión.

7.1.4 Tasa de descuento

Es una medida financiera que se aplica para determinar el valor actual de un pago futuro. Para tanto, fue elegida la tasa básica de interés de Brasil, SELIC²⁷, restada del IPCA²⁸.

- Tasa Selic: 12,5%
- IPCA: 6%.

7.1.5 Tarifas utilizadas

Debido a un entendimiento entre los gobiernos federales y estatales, el cobro de impuestos debe ser realizado sobre toda la energía consumida en el período, independiente de la cantidad inyectada a la red eléctrica.

²⁶ Empresa de Pesquisa (investigación) Energética (2012). *Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Energética Brasileira*.

²⁷ Tasa de interés básica definida por el Banco Central de Brasil.

²⁸ IPCA: Índice de Precios al Consumidor Amplio. Índice de inflación oficial de Brasil.



Ese entendimiento resultó en una diferencia de precios entre la parte consumida y la parte inyectada a la red, perjudicando así la paridad de coste para aquellos que generan su propia energía. Es un claro desincentivo por parte de los gobiernos.

Por lo tanto, para los cálculos de viabilidad realizados, se ha utilizado la tarifa con impuestos para valorar el consumo de energía proveniente de la red, y la tarifa sin impuesto para valorar la parcela inyectada a la red.

Es preciso añadir que algunos estados no están utilizando ese acuerdo o entendimiento, como es el caso de Minas Gerais, donde el valor de los impuestos es debido solo a la diferencia entre la energía consumida y la energía inyectada a la red eléctrica.

7.2 Cálculos de viabilidad para Itajaí

7.2.1 Premisas para el cálculo:

- Potencia total del sistema: 2,35 kWp.
- Inversión inicial: R\$ 20.950,00 o € 6.983,33.
- Tarifa con impuestos: 0,41 R\$/kWh o 0,137 €/kWh.
- Tarifa sin impuestos: 0,289 R\$/kWh o 0,0963 €/kWh.
- Reajustes tarifarios: 3% al año.
- Tasa de descuento: 6% al año.
- Coste de mantenimiento: 0,5% de la inversión inicial.
- Plazo de utilización: 25 años.

7.2.1 Utilización de los créditos y economía de energía en un año

Para iniciar, analizamos una cuenta de energía de un cliente de Santa Catarina, en la ciudad de Itajaí. Conforme el cálculo de generación según las fórmulas presentadas en el apartado 6.3, calculamos como se genera el flujo de créditos mensuales.



Tabla 9 - Cálculo del uso de créditos para Itajaí – SC.

Mes	Energía Producida kWh	Consumo (kWh)	Red	Créditos	Cred usados	Cred restantes	Pago Red
Octubre	307	228	0	79	0	79	30
Novembre	322	225	0	97	0	176	30
Diciembre	385	216	0	169	0	345	30
Enero	387	354	0	33	0	378	30
Febrero	304	401	97	0	67	312	97
Marzo	273	347	74	0	44	268	74
Abril	267	282	15	0	0	268	30
Mayo	200	311	111	0	81	187	111
Junio	134	205	71	0	41	146	71
Julio	137	395	258	0	146	0	258
Agosto	207	350	143	0	0	0	143
Septiembre	215	283	68	0	0	0	68
Total Anual	3139	3597	836	378	378	0	971

- Valor a pagar sin generación fotovoltaica: R\$ 1.476,14.
- Valor a pagar con generación fotovoltaica: R\$ 289,30.
- Ahorro económico: R\$ 1.186,83.

Como podemos observar, el consumidor llega al final de un año sin créditos restantes. Eso es interesante una vez que la acumulación de créditos a lo largo del tiempo puede acarrear la pérdida de esos créditos, pues son válidos por 36 meses.

En este ejemplo, el consumidor pagaría a la empresa distribuidora a lo largo del año el equivalente a 408 kWh. Esa cantidad representa un descuento del 80% en el valor de la factura de energía eléctrica, lo que equivale a un ahorro económico por año de R\$ 1.186,83.

Para consumidores monofásicos, el valor para cubrir los costes fijos de la distribuidora (valor mínimo a pagar) se define por la ANEEL en 30 kWh por mes. Por ese motivo, en el mes de generación de créditos, el consumidor se responsabiliza de ese coste, como se puede observar en los meses de octubre a enero.

Cuando ese consumidor tiene créditos a su disposición para compensar, debe hacerlo sólo para valores que superen los 30 kWh en aquel mes. En el mes de febrero, por ejemplo, lo consumido por la red fue de 77 kWh, había disponibles 460 kWh de créditos, entretanto, fueron usados sólo 47 kWh, es decir, la diferencia entre 77 y 30 kWh.

Por lo tanto, el consumidor debe dimensionar su sistema de producción de energía eléctrica para alcanzar ese escenario. Conseguir compensar sus créditos a lo largo del año y pagar lo mínimo posible a la empresa distribuidora.



7.2.2 Cálculo financiero

En la columna Ahorro de la tabla 9 se puede ver un incremento con el paso de los años. Eso es debido al reajuste de los precios de las tarifas restado del coste de mantenimiento, lo que representa un total de 2.5% de incremento al año.

Como se observa, está claro que el retorno no es suficiente para cubrir la inversión realizada, hay un déficit de más de R\$ 1,7 mil. Entretanto, un factor puede cambiar ese escenario: una caída en la tasa de intereses del mercado. En ese cálculo fue utilizada una tasa de descuento de 6% al año, debido al hecho de que la tasa básica de la economía brasileña subió del 7% al 11% en los últimos meses. Si esa tasa cae a 4% al año, la inversión se paga al transcurrir 21 años de uso.

Aun así, financieramente, no es una inversión muy recomendable. Sin embargo, como vimos en el cuestionario de opinión realizado por la ANEEL, el auto sustento también es un factor que anima a las personas a producir su propia energía.

Ese resultado es fuertemente influenciado por dos factores: por un lado el promedio de la radiación solar es uno de los más bajos del país y por otro lado el valor de la tarifa también está entre los más bajos.



Tabla 10 - Cálculo de viabilidad económica para Itajaí – SC.

Año	Ahorro (R\$)	Manutención (R\$)	Líquido (R\$)	Valor actual (R\$)	Lucro Actual (R\$)
1	1186,83	98,465	1088,37	1026,76	-18.666,24
2	1216,33	98,465	1117,86	994,89	-17.671,34
3	1246,55	98,465	1148,09	963,96	-16.707,39
4	1277,53	98,465	1179,06	933,93	-15.773,46
5	1309,28	98,465	1210,81	904,79	-14.868,67
6	1341,81	98,465	1243,35	876,51	-13.992,16
7	1375,15	98,465	1276,69	849,07	-13.143,09
8	1409,33	98,465	1310,86	822,45	-12.320,64
9	1444,35	98,465	1345,88	796,63	-11.524,01
10	1480,24	98,465	1381,78	771,58	-10.752,44
11	1517,03	98,465	1418,56	747,28	-10.005,16
12	1554,72	98,465	1456,26	723,72	-9.281,44
13	1593,36	98,465	1494,89	700,86	-8.580,58
14	1632,95	98,465	1534,49	678,71	-7.901,87
15	1673,53	98,465	1575,07	657,22	-7.244,65
16	1715,12	98,465	1616,65	636,39	-6.608,26
17	1757,74	98,465	1659,28	616,20	-5.992,06
18	1801,42	98,465	1702,95	596,62	-5.395,44
19	1846,19	98,465	1747,72	577,64	-4.817,80
20	1892,06	98,465	1793,60	559,25	-4.258,55
21	1939,08	98,465	1840,62	541,43	-3.717,12
22	1987,27	98,465	1888,80	524,15	-3.192,97
23	2036,65	98,465	1938,19	507,41	-2.685,56
24	2087,26	98,465	1988,80	491,19	-2.194,37
25	2139,13	98,465	2040,66	475,47	-1.718,89
Total				15.434,45	-1.718,89

Otro punto relevante es la inversión inicial dado que para los patrones de renta brasileños, aún es muy elevado. Una forma de minimizar ese efecto es la oferta de crédito más barato y específico. Así el pago de la deuda podría realizarse con la ahorro económico a en la cuenta de la energía.

7.3 Cálculos de viabilidad para São Raimundo Nonato

Para efecto de comparación, imaginemos que el mismo consumidor estuviera en la región Nordeste, en un punto cuya radiación solar es bastante más elevada.



7.3.1 Premisas para el cálculo:

- Potencia total del sistema: 1,88 kWp.
- Inversión inicial: R\$ 15.754,00 o € 5.251,33.
- Tarifa con impuestos: 0,463 R\$/kWh o 0,154 €/kWh.
- Tarifa sin impuestos: 0,326 R\$/kWh o 0,109 €/kWh
- Reajustes tarifarios: 3% al año.
- Tasa de descuento: 6% al año.
- Coste de mantenimiento: 0,5% de la inversión inicial.
- Plazo de utilización: 25 años.

Basado en tales condiciones se presenta el siguiente escenario:

7.3.2 Utilización de los créditos y economía de energía en un año

Tabla 11 - Cálculo del uso de créditos para São Raimundo Nonato – Nordeste.

Mes	Energía Producida kWh	Consumo (kWh)	Red	Créditos	Cred usados	Cred restantes	Pago red
Septiembre	288	283	0	5	0	5	30
Octubre	297	228	0	69	0	74	30
Noviembre	282	225	0	57	0	132	30
Diciembre	258	216	0	42	0	174	30
Enero	304	354	50	0	20	154	50
Febrero	253	401	148	0	118	36	148
Marzo	283	347	64	0	34	2	64
Abril	243	282	39	0	2	0	39
Mayo	240	311	71	0	0	0	71
Junio	219	205	0	14	0	14	30
Julio	233	395	162	0	14	0	162
Agosto	266	350	84	0	0	0	84
Total Anual	3167	3597	618	188	188	0	768

- Valor a pagar sin generación fotovoltaica: R\$ 1.663,74.
- Valor a pagar con generación fotovoltaica: R\$ 294,11.
- Ahorro económico: R\$ 1.369,64.

Como es una instalación monofásica, el valor de disponibilidad para hacer frente a los costes fijos de la empresa distribuidora es de 30 kWh.

7.3.3 Cálculo financiero

Observamos en la tabla 11 que la inversión se paga en 16 años y al final del período de vida útil de la instalación, el consumidor tendrá un lucro. Vale recordar que la variación tarifaria utilizada en ese periodo es conservadora, considerada como una media de los últimos diez años en Brasil.



Tabla 12 - Cálculo de viabilidad económica para São Raimundo Nonato – Nordeste.

Año	Economía (R\$)	Manutención (R\$)	Líquido (R\$)	Valor actual (R\$)	Lucro Actual (R\$)
1	1369,64	78,772	1290,86	1217,80	-14.536,60
2	1403,67	78,772	1324,90	1179,16	-13.357,45
3	1438,55	78,772	1359,78	1141,70	-12.215,75
4	1474,30	78,772	1395,53	1105,39	-11.110,36
5	1510,94	78,772	1432,17	1070,20	-10.040,16
6	1548,48	78,772	1469,71	1036,09	-9.004,07
7	1586,96	78,772	1508,19	1003,03	-8.001,04
8	1626,40	78,772	1547,63	971,00	-7.030,03
9	1666,82	78,772	1588,04	939,96	-6.090,07
10	1708,24	78,772	1629,47	909,88	-5.180,19
11	1750,69	78,772	1671,91	880,74	-4.299,44
12	1794,19	78,772	1715,42	852,51	-3.446,93
13	1838,78	78,772	1760,01	825,16	-2.621,77
14	1884,47	78,772	1805,70	798,66	-1.823,11
15	1931,30	78,772	1852,53	773,00	-1.050,12
16	1979,29	78,772	1900,52	748,13	-301,98
17	2028,48	78,772	1949,71	724,05	422,07
18	2078,89	78,772	2000,11	700,73	1.122,79
19	2130,55	78,772	2051,77	678,14	1.800,93
20	2183,49	78,772	2104,72	656,26	2.457,19
21	2237,75	78,772	2158,98	635,07	3.092,27
22	2293,36	78,772	2214,59	614,56	3.706,83
23	2350,35	78,772	2271,58	594,69	4.301,52
24	2408,75	78,772	2329,98	575,46	4.876,97
25	2468,61	78,772	2389,84	556,83	5.433,80
Total				18.211,59	5.433,80

7.4 Cálculos de viabilidad para Ibertioga – MG.

La última comparación es con un municipio en una región de media intensidad de radiación, pero con una tarifa final al consumidor más elevada.

7.4.1 Premisas para el cálculo:

- Potencia total del sistema: 2,115 kWp.
- Inversión inicial: R\$ 17.724,70 ou € 5.903,23.
- Tarifa con impuestos: 0,52794 R\$/kWh o 0,17598 €/kWh.
- Tarifa sin impuestos: 0,347 R\$/kWh o 0,116 €/kWh
- Reajustes tarifarios: 3% al año.
- Tasa de descuento: 6% al año.
- Coste de mantenimiento: 0,5% de la inversión inicial.



- Plazo de utilización: 25 años.

7.4.2 Utilización de los créditos y economía de energía en un año.

Tabla 13 - Cálculo del uso de créditos para Ibertioga - MG.

Mes	Energía Producida kWh	Consumo (kWh)	Red	Créditos	Cred usados	Cred restantes	Pago Red
Octubre	334	228	0	106	0	106	30
Noviembre	263	225	0	38	0	145	30
Diciembre	298	216	0	82	0	227	30
Enero	337	354	17	0	0	227	30
Febrero	255	401	146	0	116	111	146
Marzo	277	347	70	0	40	71	70
Abril	250	282	32	0	2	69	32
Mayo	235	311	76	0	46	23	76
Junio	180	205	25	0	0	23	30
Julio	220	395	175	0	23	0	175
Agosto	250	350	100	0	0	0	100
Septiembre	241	283	42	0	0	0	42
Total Anual	3142	3597	682	227	227	0	790

- Valor a pagar sin generación fotovoltaica: R\$ 1.898,98.
- Valor a pagar con generación fotovoltaica: R\$ 338,61.
- Ahorro económico: R\$ 1.560,37.

7.4.3 Cálculo financiero

La tabla 14 muestra que igual que en el caso de la región semiárida del Nordeste, aquí también el retorno de la inversión se alcanza en 16 años. Entretanto, al final del periodo, el lucro es mayor en Minas Gerais (R\$ 6.429,54 contra R\$ 5.433,80). A pesar de tener niveles de radiación menores que el Nordeste (media de 5,9 kWh/m² contra media de 4,9 kWh/m²), el valor más elevado de la tarifa final compensa esa diferencia.

Por tanto, algunas regiones del país ya presentan viabilidad económica para la instalación de los paneles solares fotovoltaicos para generación propia. Una de las grandes barreras es el montante del capital inicial, valor muy elevado para la mayoría de los consumidores, principalmente los residenciales.

En ese aspecto, el gobierno podría adoptar alguna medida de financiación para aumentar el número de paneles instalados. Otra medida que el gobierno podría adoptar es una reglamentación de impuestos más atrayente al consumidor, aplicando las alícuotas sólo en la diferencia entre la parte consumida a través de la red y aquella inyectada a la red. Esa actuación podría disminuir el tiempo del retorno de la inversión en uno o dos años, dependiendo del Estado.



Tabla 14 - Cálculo de viabilidad económica para Ibertioga- MG.

Año	Economía (R\$)	Manutención (R\$)	Líquido (R\$)	Valor actual (R\$)	Lucro Actual (R\$)
1	1560,37	88,6185	1471,75	1388,45	-16.335,25
2	1599,15	88,6185	1510,53	1344,37	-14.990,89
3	1638,89	88,6185	1550,27	1301,64	-13.689,25
4	1679,61	88,6185	1590,99	1260,22	-12.429,03
5	1721,35	88,6185	1632,73	1220,07	-11.208,96
6	1764,13	88,6185	1675,51	1181,17	-10.027,79
7	1807,97	88,6185	1719,35	1143,46	-8.884,33
8	1852,89	88,6185	1764,28	1106,93	-7.777,40
9	1898,94	88,6185	1810,32	1071,53	-6.705,88
10	1946,13	88,6185	1857,51	1037,22	-5.668,65
11	1994,49	88,6185	1905,87	1003,99	-4.664,67
12	2044,05	88,6185	1955,43	971,79	-3.692,88
13	2094,85	88,6185	2006,23	940,60	-2.752,28
14	2146,90	88,6185	2058,28	910,38	-1.841,90
15	2200,25	88,6185	2111,63	881,11	-960,79
16	2254,93	88,6185	2166,31	852,76	-108,03
17	2310,96	88,6185	2222,35	825,30	717,27
18	2368,39	88,6185	2279,77	798,70	1.515,98
19	2427,25	88,6185	2338,63	772,95	2.288,93
20	2487,56	88,6185	2398,94	748,00	3.036,93
21	2549,38	88,6185	2460,76	723,85	3.760,77
22	2612,73	88,6185	2524,11	700,45	4.461,23
23	2677,66	88,6185	2589,04	677,80	5.139,03
24	2744,20	88,6185	2655,58	655,87	5.794,90
25	2812,39	88,6185	2723,77	634,64	6.429,54
Total				20.760,63	6.429,54

La variación de la tarifa a lo largo de los años también es un fuerte componente en el estudio de viabilidad. Cuanto más la tarifa sea reajustada al alza, menor será el tiempo para obtener el retorno de la inversión, o entonces, ser un factor decisivo para que la viabilidad sea alcanzada, como es el caso del municipio de Itajaí.

De la misma forma, la tasa de interés de la economía también tiene un papel muy influyente en la decisión de instalar los módulos para generación propia. Lógicamente, cuanto mayor sea el retorno que se consigue a través de inversión en la economía, menos atractiva será la inversión para la generación solar. En países con bajos índices de intereses, como es caso de España, el retorno de la inversión podría ser más rápido.



En el caso de Itajaí, por ejemplo, el simple cambio de un punto porcentual menos en la tasa de descuento podría tornar viable la inversión en energía solar fotovoltaica.

Además, podemos también citar otro tipo de incentivo, como la reducción de impuestos sobre la instalación. Esa reducción podría tornar más barata la inversión inicial y mejorar el tiempo del retorno.

8. CONCLUSIÓN

Hace algunos años la adquisición de paneles fotovoltaicos dependía de una inversión elevada. La descubierta de nuevas tecnologías por la industria de producción de celdas solares y los programas de incentivo de países como Alemania hicieron que los precios iniciaran una bajada en su trayectoria.

Ese factor combinado con una mayor consciencia de sostenibilidad de la población hizo que la auto generación para auto consumo ganara más relevancia en la matriz energética de algunos países, experimentando así un éxito. Esto se puede observar en Alemania, dónde la capacidad instalada en 2012 alcanzó los 32 GW, de un total de aproximadamente 100 GW instalados en todo el mundo.

Sin embargo, Brasil no ha experimentado el mismo camino que Europa en el desarrollo de la energía solar fotovoltaica. La grande participación de fuentes renovables en la matriz eléctrica brasileña es un obstáculo para una penetración mayor de ese tipo de energía en el país, ya que no existe tanta exigencia para la sustitución de fuentes fósiles. No obstante, la dificultad en continuar construyendo grandes hidroeléctricas puede ser un motivo para la entrada de la energía fotovoltaica en el mercado, como viene sucediendo con la energía eólica.

Un buen ejemplo que puede motivar un cambio en la trayectoria de la energía fotovoltaica en Brasil es la Resolución 482/2012 publicada por la ANEEL. La inserción de la generación solar empezó a tener reglas más claras e incentivos económicos más sustanciales, aunque aún quede mucho para un avance todavía más importante. La política de impuestos es un buen punto de partida para cambios más profundos, así como también incentivos financieros agresivos y una línea de crédito a bajos intereses para la inversión inicial.

El potencial de irradiación solar en Brasil es elevado. Incluso las regiones con radiaciones menores presentan una ventaja con relación a muchos sitios europeos, como Alemania, dónde la producción es bastante



elevada, lo que evidencia el potencial de crecimiento de esta fuente alternativa en tierras brasileñas.

Sin embargo, los altos índices de intereses aplicados en la economía brasileña es una barrera para una evolución más rápida de la generación solar. Así mismo, algunas regiones ya presentan un retorno de la inversión en 16 años de utilización. Pese a ello, se ha de decir que los brasileños no están acostumbrados con inversiones a tan largo plazo, con lo cual sería interesante reducir ese plazo y así hacer que sea más asequible para la población.

Los cálculos indican que la inversión para la generación propia o de auto consumo ya es económicamente viable en Brasil. Es cierto que todavía depende de la región donde esté ubicada la instalación solar fotovoltaica. La alta irradiación observada en la región Nordeste es una atracción para quien desea generar su propia energía. El mismo escenario se puede obtener en el estado de Minas Gerais, que, a pesar de una irradiación media, la tarifa final paga por los consumidores se equipara a las ganancias observadas en sitios con una irradiación mayor.

La conclusión a que se puede llegar es que aunque los cálculos apuntan en la dirección de una viabilidad económica, todavía faltan algunas acciones que pueden eliminar algunos obstáculos para el desarrollo sustancial de la energía fotovoltaica en Brasil. El elevado capital inicial se torna un inhibidor para que la mayoría de los consumidores adquieran el sistema de generación solar fotovoltaica. Por eso, una política de financiación por parte del gobierno es esencial para una solución a ese problema.

Hay que añadir que una mejora en las condiciones macroeconómicas del país, como la reducción de los intereses, también pueden contribuir para la reducción de barreras y garantizar un espacio cada vez más amplio para el aumento de la participación fotovoltaica en la matriz eléctrica brasileña.

Para un posible trabajo futuro se puede intentar una financiación para un proyecto piloto en algún de estos municipios para una comprobación de los cálculos realizados. Esto podría ser en asociación con una empresa de distribución, una vez que existe una previsión de recursos establecido por la ANELL para programas de desarrollo e investigación.



9. REFERENCIAS

Naumov, A. (2012). *Economic Development and the demand for energy: a historical perspective on the next 20 years.*

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. *Energia Solar: Princípios e Aplicações.*

Puig, J.; Corominas, J. (1990). *La Ruta de la Energía.*

Meyer Burger Group (2012). *Tecnologías de Producción Fotovoltaica del Silicio al Módulo.*

Goetzberger, A.; Hoffmann, V. U. *Photovoltaic Solar Energy Generation.*

Luque, A. Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid, Spain and HEGEDUS, S. Institute of Energy Conversion, University of Delaware, USA. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering.*

Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie. *Planning & Installing Photovoltaic Systems, A guide for installers, architects and engineers:* First published by Earthscan in the UK and USA in 2008, First edition published in 2005, reprinted 2006, The German Energy Society (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS LV Berlin BRB), 2008.

Abella, A. M. *Sistemas Fotovoltaicos: Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica.* Era Solar.

Centro De Estudios De La Energía Solar. *La Energía Solar: Aplicaciones prácticas.*

Castro, M.; Carpio, J.; Guirado, R.; Colmenar, A.; Davila, L. *Energía Solar Fotovoltaica.*

Sousa, B. X.; Nerys, J. W. *Estudo de Caso de Geração Distribuída Fotovoltaica de Pequeno Porte Conectada à Rede de Distribuição.* Universidade Federal de Goiânia.

Solar and Wind Energy Resource Assessment – SWERA (2006). *Brazilian Atlas of Solar Energy.*

Centro de Gestão e Estudos Estratégicos – CGEE (2010). *Energia Solar Fotovoltaica: subsídios para tomada de decisão.*

European Photovoltaic Industry Association – EPIA (2011). *Solar Photovoltaics: Competing in the Energy Sector.*



Bertoi, E. F. (2012). *Análise dos Incentivos à Microgeração Distribuída sob a Perspectiva da Viabilidade Econômica dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede*. Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Institute Systems and Innovation Research (2007). *Feed-in Systems in Germany, Spain and Slovenia: a comparison*.

European Photovoltaic Industry Association – EPIA (2013). *Global Market Outlook for Photovoltaics 2013-2017*.

Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica – ABINEE (2012). *Propostas para Inserção da Matriz Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira*.

Jäger-Waldau, Arnulf. Joint Research Centre (2013). *PV Status Report 2013*.

Ministério de Minas e Energia (2009). *Estudo e propostas de utilização de geração fotovoltaica conectada à rede, em particular em edificações urbanas*.

Empresa de Pesquisa Energética (2013). *Brazilian Energy Balance*.

Agência Nacional de Energia Elétrica (2012). *Resolução Normativa nº 482 – Condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica*.

Prieb, C. W. M. (2011). *Determinação da Eficiência de Seguimento de Máxima Potência de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede de Distribuição*. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Brasil.

Fulton, M.; Capalino, R. (2012). *The German Feed-in Tariff: Recent Policy Changes*.





