

**ENERGÍA SOLAR PARA UN
URUGUAY CAMINO AL MUNDO
DESARROLLADO**

ENERGÍA SOLAR PARA UN URUGUAY CAMINO AL MUNDO DESARROLLADO

Resumen Ejecutivo

El presente trabajo intenta abordar algunos aspectos de la problemática energética de nuestro país. Al crecer la actividad económica, comienzan a surgir ciertas presiones sobre la infraestructura de la economía, la cual debe adaptarse para no convertirse en un cuello de botella al desarrollo nacional.

En ese sentido, nuestro país está experimentando fuertes presiones a nivel de la energía, por los efectos que tienen el clima y los mercados internacionales de crudo en la producción de la misma. Por ello hay voluntad política de desarrollar nuevas alternativas de generación. Algunas, como la eólica y la biomasa, ya están comenzando a tomar importancia, pero la energía solar aún es muy limitada en nuestro país.

En la generación solar de energía nos centramos, por ser ésta la menos explotada a pesar de tener mucho potencial. Consideramos la generación térmica y la fotovoltaica. Y en particular en esta última, se analizan algunas maneras de incentivar su utilización, entre las cuales destacamos los programas FIT (feed-in tariffs).

El trabajo entonces expone primero la situación actual de la matriz energética uruguaya, y lo planteado por el gobierno para los próximos años. Luego se profundiza en la generación de energía solar y los diferentes métodos. También se analiza el marco legal de la microgeneración y de los incentivos fiscales para luego derivar en las recomendaciones de política que puedan llevar a una mayor participación de la energía solar en la matriz nacional, de manera de ampliar la oferta energética, diversificar las fuentes y contribuir a la conservación del medio ambiente.

INDICE

	Página
<u>Introducción</u>	1
 <u>Capítulo I</u>	
1.1 Marco de referencia.....	5
1.1.1 Energía vs. Potencia.....	5
1.1.2 Potencia firme vs Potencial máximo.....	6
1.2 Matriz energética actual.....	6
1.2.1 Importaciones vs producción de electricidad.....	6
1.2.1 Evolución de las participaciones de cada fuente a lo largo de los años....	8
1.2 Matriz energética proyectada.....	10
1.3 Energías renovables.....	11
 <u>Capítulo II</u>	
2.1 Definición y diferencias.....	16
2.1.1 Energía Solar Fotovoltaica	18
2.1.2 Energía Solar Térmica.....	20
2.1.3 Energía Termosolar o Solar Concentrada.....	21
2.2 Desarrollo internacional.....	22
2.3 Desarrollo nacional.....	25
2.3.1 Sector residencial.....	27
2.3.1 Sector industrial.....	28
 <u>Capítulo III</u>	
3.1 Marco legal nacional.....	29
3.2 Beneficios Fiscales.....	30
3.3 Microgeneración.....	32
3.3.1 Sistemas aislados.....	33

3.3.2 Sistemas conectados a la red.....	35
3.3.3 Instalación PV (módulos) en un hogar tipo.....	36
3.3.4 Instalación térmica (colectores) en un hogar tipo.....	37

Capítulo IV

4.1 Distintos modelos de incentivos.....	39
4.1.1 Tarifas “Feed-In” (FIT).....	41
4.1.2 Cuotas obligatorias con certificados de energías renovables (CER).....	42
4.1.3 Licitaciones.....	43
4.1.4 Incentivos fiscales/ Subvenciones a la inversión.....	43
4.1.5 Clasificación de incentivos.....	44
4.2 Caso Alemán: el modelo a seguir.....	44

Capítulo V

Recomendaciones de política

5.1 Programa FIT.....	46
5.2 Programa de Energía Solar Térmica.....	47
5.3 Impuesto Pigouviano.....	47
Conclusiones.....	50

Anexos

Anexo 1.....	51
Anexo 2.....	52
Anexo 3.....	53
Anexo 4.....	54
Anexo 5.....	55
Anexo 6.....	56

Biografía.....	57
----------------	----

Páginas web consultadas.....	58
------------------------------	----

0.1 Introducción.

¿Uruguay camino al primer mundo? Lo que se hizo, lo que resta por hacer.

En el camino de las naciones hacia el desarrollo económico, el cual se ha convertido en el objetivo o meta de todos o casi todos los Estados en el último siglo, las posturas sobre cuál debe ser el rol del gobierno no han sido siempre unánimes.

Que el desarrollo económico sea un objetivo más o menos explícito de los Estados modernos deriva de que la finalidad del Estado es la realización del bien común, entendiendo por bien común el conjunto de condiciones materiales y espirituales que permiten a las personas, las familias y las asociaciones, lograr con mayor plenitud y facilidad su propia perfección. Puede entenderse que el desarrollo económico es la base material del bien común¹.

La forma entonces en la que los gobiernos intentan incidir en las economías para lograr un sostenido incremento en el ingreso per cápita de su población dependerá de las corrientes económicas que los inspiren. Así, desde el mercantilismo de los reyes absolutos, el liberalismo de Smith, el Keynesianismo de la Gran Depresión y el monetarismo de Friedman, los pasos a seguir por las administraciones públicas pueden variar.

Uno de los hechos que se constatan a simple vista al analizar la economía a nivel mundial, es la disparidad entre el grado de ingreso y/o desarrollo de los distintos países, que, si bien siempre ha existido, se marcó fuertemente a lo largo del siglo XX, y a pesar de los esfuerzos, la convergencia que algunas teorías planteaban no ha llegado aún, ni parece próxima.

En este contexto de las llamadas “economías en vías de desarrollo”, es que la política económica se vuelve más importante en tanto se cree que es, o debería ser, capaz de llevar a un país hacia el selecto grupo del “primer mundo”.

¿Qué deben hacer los gobiernos para lograrlo? Durante el siglo XX se ha recomendado a muchos países la aplicación de políticas *neoclásicas*, cuyo origen

¹ La aboslutización del desarrollo económico como único componente del bien común que suele verse reflejada en muchos ámbitos, y los problemas que de ello derivan para el bien de las personas y su realización como seres humanos, es un problema de corte más bien filosófico que no pretende de ninguna forma ser abordado en el presente trabajo. Ver “La persona y el bien común”, Jacques Maritain.

se remonta al pensamiento de Adam Smith: estados con un rol acotado a la regulación y al mantenimiento del orden público, partiendo de la idea que el mercado es la manera más eficiente de alocar los recursos, que los precios contienen toda la información necesaria para tomar las decisiones de producción, y donde el gobierno sólo debe asegurar la compensación o internalización de las externalidades. Mientras se alega que otras intervenciones causan efectos imprevistos que terminan siendo más dañinos que los posibles problemas originales que intentaban solucionar.

Aunque estas recomendaciones han sido aplicadas en muchos países y han saneado de esta forma viejos vicios y problemas típicos del subdesarrollo, su efectividad a la hora de acortar distancias entre los países desarrollados y los países en vías de desarrollo ha sido, en varios ámbitos, puesta en duda. Sumada esto a la influencia de la planificación central de la economía en los regímenes comunistas -y de los efectos que tuvo en la efectiva industrialización de la Unión Soviética por ejemplo (que durante algunas décadas pareció exitosa)- y al Keynesianismo y sus denuncias a las fallas del mercado, surgió luego de la segunda guerra mundial una corriente *desarrollista*, que planteaba la promoción industrial vía una activa participación del Estado como empresario, interviniendo activamente, creando monopolios y regulaciones, aplicando proteccionismos y fomentando la sustitución de importaciones, etc., como manera de llegar a mayores niveles de desarrollo. Estos sistemas económicos también presentaron muchos problemas y no fueron efectivos en acortar las diferencias económicas entre países. Nuestro país fue vivo ejemplo de estos intentos en tiempos del neobatllismo.

Probablemente, como sucede en otros ámbitos de la vida, la virtud es un pico entre dos valles, pues tanto por exceso como por defecto, la acción u omisión del estado puede contribuir o no al cumplimiento del objetivo. En este sentido, el sentimiento más extendido es que la estrategia óptima a seguir por los Estados debe estar en un punto intermedio. Todo esto lo resume muy bien el economista en jefe del Banco Mundial, Justin Yifu Lin, cuando describe su visión y recomendación neo estructuralista del desarrollo económico, la cual define como

un “enfoque neoclásico a las estructuras y sus cambios en el proceso del desarrollo económico”, es decir, una teoría neoclásica adaptada a las realidades estructurales de los países en vías de desarrollo, en la que se concluye los gobiernos deben “*jugar un rol activo y facilitador en el crecimiento industrial en la mejora de la infraestructura*”². Este considerar las infraestructuras es uno de los puntos donde más énfasis se pone: tanto en la infraestructura “liviana” (intangible) como “dura” (tangible). La primera incluye las instituciones, regulaciones, el capital social, los valores, el sistema financiero, la estructura legal y el sistema educativo; la segunda, energía, transporte y telecomunicaciones, autopistas y puertos, entre otras.

Tomando la idea de que cada etapa de desarrollo económico es un punto en un amplio espectro continuo entre una economía pobre y agraria de subsistencia y una economía rica y altamente industrializada, establece que para cada punto habrá unas necesidades de infraestructura determinadas; la no existencia de dichas infraestructuras puede entonces no permitir la continuación del proceso, y actuar como una restricción activa, un freno para la concreción del objetivo.

Además de recomendar para los países más pobres la promoción de industrias según las ventajas comparativas de cada país (no la industria pesada en países en que lo escaso es el capital, por ejemplo), y aunque sin alejarse del mercado, al que considera el mecanismo fundamental para la alocaación de los recursos, Lin pide a los gobiernos identificar las restricciones activas más importantes para poder hacer reformas paulatinas (sería muy difícil reformar todo lo que debe reformarse en un momento dado). Las dotaciones de infraestructura determinan los costos de transacción de las empresas y el retorno marginal de sus inversiones; y en tanto la principal fuerza que causa cambios estructurales es el cambio en las dotaciones de una economía, desde un relativamente bajo ratio capital/trabajo a uno relativamente más alto, los requerimientos energéticos en particular serán cada vez más altos. La falla del gobierno en la provisión y mejora

² Lin, Justin Yifu; “New Structural Economics, *A framework for Rethinking Development*” (working paper). Traducción propia.

de las infraestructuras en general, y de la energía en particular, puede convertirse “en un cuello de botella para el desarrollo económico”³.

Nos planteamos entonces el análisis del desarrollo de la generación de la energía solar fotovoltaica; cómo podría nuestro gobierno fomentarla, partiendo del porqué antes expuesto. En el capítulo I se plantea la situación energética actual del Uruguay, cómo ha sido la evolución de la misma en los últimos años y las medidas que está planteando el gobierno para el corto y largo plazo. En el capítulo II, se interioriza en la energía solar, las diferentes tecnologías, el desarrollo de la industria a nivel mundial, regional y nacional. En el capítulo III se estudia el marco legal vigente y se desarrolla el concepto de la microgeneración. El capítulo IV plantea diferentes modelos de incentivos que pueden utilizarse para promover la generación de energías por fuentes renovables. Finalmente, en el capítulo V, se desarrollan escenarios de posibles alternativas para incrementar la generación eléctrica mediante una fuente limpia y renovable como es la energía solar fotovoltaica. Por último, se plantean las conclusiones del estudio.

³ Ibíd.

Capítulo I

1.1 Marco de Referencia.

Algunas conceptualizaciones relevantes:

1.1.1 Energía vs. Potencia

Energía es una palabra muy utilizada en nuestro día a día pero su concepto no siempre es claro. Energía es la “capacidad de realizar trabajo”⁴, mientras que la potencia es la capacidad de realizar trabajo en una determinada cantidad de tiempo. De esta forma, un Joule (energía) es la magnitud del trabajo de mover 1 metro un objeto con una fuerza de 1 Newton (cuando la dirección de la fuerza y el desplazamiento son paralelos). Por otro lado, la capacidad de aplicar esa energía en un segundo (un joule por segundo) es un Watt (potencia).

$$1W = 1 \text{ J/s}$$

Por ejemplo, un motor con cuya potencia es de 35 kW (kilovatio), es capaz de realizar un trabajo de 35,000 Joules en cada segundo. Entonces, potencia por tiempo es energía. Por ello, una unidad de medida muy utilizada es el kilovatio hora (kWh), equivalente a una potencia de 1 KW aplicada durante una hora.

$$1KW * 1h = 1KWh = 3.600.000J$$

Un múltiplo relevante del kWh es el megavatio hora (MWh) que equivale a 1.000 kWh; otro es el gigavatio hora (GWh) y el teravatio hora (TWh), equivalentes a un millón y mil millones de kWh respectivamente.

Cuando hablamos entonces de un sistema que genera energía, tendremos por un lado la cantidad de energía que puede generar por unidad de tiempo (potencia, en kW), y por otro lado, la energía que efectivamente genere en un determinado período de tiempo (en un año, por ejemplo, medido en kWh). Una analogía sencilla es pensar en una manguera; la potencia sería su capacidad para lanzar agua, determinado por el ancho de la manguera (mejor dicho el área de la circunferencia que la define), mientras que la energía sería la cantidad de agua que efectivamente lanza.

Otra medida de energía que se utiliza es el Tep (y luego kTep, etc), que es el equivalente energético a una tonelada de petróleo, el cual se ha estandarizado en:

⁴ Alvarenga, Máximo; “Física General”; p357.

$$1\text{Tep} = 11.630\text{kWh}$$

1.1.2 Potencia firme vs. potencial máximo

El potencial máximo de una unidad generadora será la potencia máxima que sería capaz de inyectar y transitar en los sistemas de transmisión. La potencia firme en cambio es la potencia que puede suministrar en forma segura en las horas en que es más necesaria para el sistema.

Lo que se entiende por cada uno de los conceptos antedichos depende de la regulación o reglamentación de cada país. En general las horas de punta son aquellas horas del día en que existe una mayor probabilidad de pérdida de carga del sistema, es decir, probabilidad de que la demanda del sistema sea mayor o igual a la oferta de potencia de las unidades generadoras disponibles en dichas horas. Estas horas en que es “más necesaria” la energía dependen de la curva de carga de la demanda. En nuestro país, UTE considera en su pliego tarifario que las horas de punta son de 18 a 24hs.

En “forma segura” puede significar distintas cosas, pero por ejemplo, para una central térmica, depende del porcentaje de tiempo en que típicamente está fuera de servicio, tanto por indisponibilidad programada como fortuita.

En una central hidroeléctrica o eólica, sería la potencia cuya entrega puede ser garantizada por la central durante el periodo de máximo requerimiento del sistema, correspondiente a las horas de demanda máxima diaria, con una probabilidad de excedencia de, por ejemplo, un 95%, dado el régimen hidrológico o de vientos de la central.

En el cálculo de la potencia firme se deberá considerar entonces la indisponibilidad mecánica, la variabilidad hidrológica, el nivel de los embalses y los tiempos necesarios para la partida e incrementos de carga de las unidades que permitan responder ante fallas de corta duración del sistema.

1.2 Matriz energética actual

1.2.1 Importaciones vs. producción de electricidad

La Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP), es la empresa estatal que administrar el monopolio nacional sobre los combustibles, el alcohol y el portland. Es la única empresa con permiso para refinar crudo (ó

petróleo), el cual debe ser importado en su totalidad. ANCAP también importa productos ya refinados desde el exterior cuando no puede abastecer el mercado con producción propia. Esto genera un gran egreso de divisas que la ubican en el primer lugar entre las empresas importadoras del país. A modo de resumen, en el anexo 1, se detallan las cifras por concepto de importación de ANCAP para el período 2007-2010.

Al mismo tiempo, ANCAP es el proveedor de hidrocarburos de la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE). UTE es la empresa estatal de energía eléctrica y dueña del monopolio de la distribución de la misma (el monopolio de generación fue liberado en 1997⁵). Genera energía eléctrica – fundamentalmente- en base a represas hidroeléctricas, pero también posee centrales térmicas, centrales a gas, un parque eólico de pequeña escala, biomasa y otros. Resumiendo, UTE tiene cuatro grandes vías de oferta de electricidad: generación de fuente hidroeléctrica, generación en base a hidrocarburos, generación de fuente renovable e importación de electricidad (como bien final). De esta manera, según el nivel de lluvias de cada año, la demanda y otros factores, existen considerables diferencias entre el abastecimiento en base a generación propia e importación, como se observa a continuación:

Generación e Importación de electricidad(GWh)

En GWh	Importación		Generación	
2000	1,328,077	15%	7,545,724	85%
2001	122,692	1%	9,209,074	99%
2002	559,111	6%	9,561,362	94%
2003	434,228	5%	8,536,153	95%
2004	2,347,917	29%	5,839,121	71%
2005	1,585,209	17%	7,640,304	83%
2006	2,832,392	34%	5,564,263	66%
2007	788,589	8%	9,306,229	92%
2008	961,442	11%	8,017,824	89%
2009	1,468,046	15%	8,107,993	85%
2010	100,071	2%	4,939,083	98%

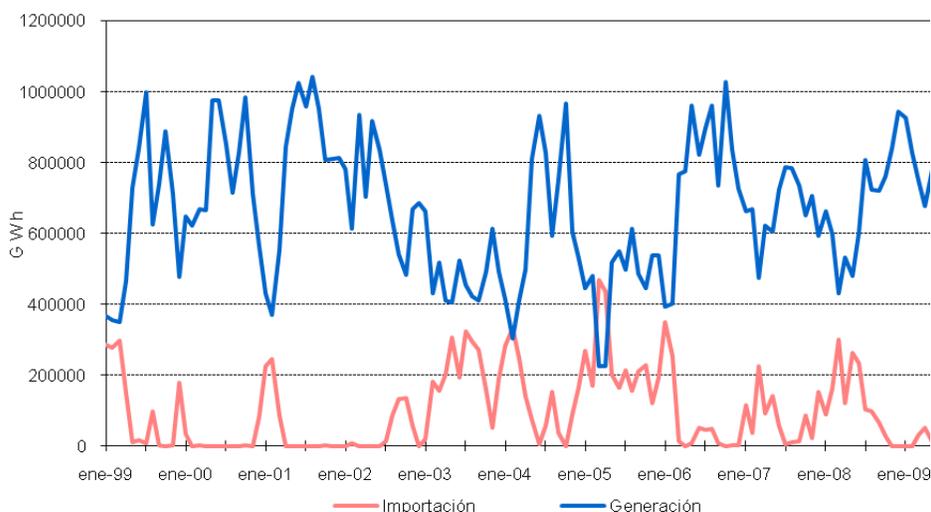


Fig. 1.1- Generación vs importación de electricidad por parte de UTE, en cifras e imagen.

⁵ Según Ley N 16.832 del año 1997, “Actualización del Sistema Eléctrico Nacional y creación de la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica”.

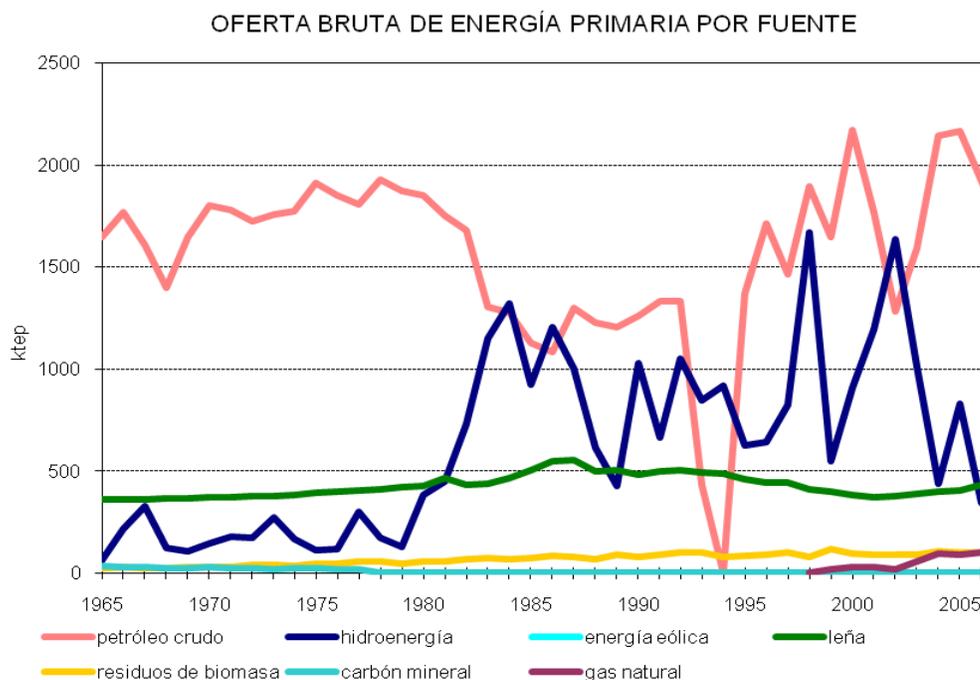


Fig. 1.3- Oferta bruta de energía primaria por fuente (1965-2005).

1.1.2 Evolución de las participaciones de cada fuente a lo largo de los años

En este año 2010, está previsto que la potencia con la que cuenta UTE aumente 6%, al sumarse 143 MW a los 2.339 MW de potencia instalada con los que cuenta el ente entre su parque térmico, eólico, biomasa y las represas de Río Negro y Salto Grande. De éstos, 787 MW son considerados potencia firme (80MW de los que se integrarán también serían firmes).⁶

El máximo consumo histórico se dio en julio de 2009 al alcanzar una potencia de 1.683MW⁷ (más del doble de la potencia firme).

Se puede afirmar que nuestro país ha gestado durante el período 1965 – 2008, una matriz energética caracterizada en primer lugar, por su “petroleo-dependencia”, lo cual la hace vulnerable a la volatilidad de los precios de esta

⁶ Los nuevos generadores eléctricos que amplían la potencia instalada corresponden a BioEner S.A. (12 MW de biomasa ya en funcionamiento), Weyerhaeuser Productos S.A. (12 MW de biomasa, 2MW en funcionamiento), Liderdat S.A. (5 MW de biomasa, funcionando), ALUR S.A. (10 MW, están en uso sólo 2MW que utilizan para autoconsumo) y Galofer S.A. (14 MW de biomasa, funcionando), Caracoles II (10MW de eólica, se ampliará el parque ya existente) y una ampliación de la Central Batlle (80MW), aunque según noticias recientes de prensa este proyecto estaría parado.

⁷ Sucedió el 23 de julio de 2009, según datos de la Administración del Mercado Eléctrico (ADME).

fuentes de energía primaria, de la que nuestro país no tiene reservas comprobadas y que además es altamente dañina para el medio ambiente. En segundo lugar de importancia, se encuentra la energía eléctrica obtenida por generación hidráulica, que agrega el riesgo derivado de la aleatoriedad del clima. Así, cuando la generación hidráulica falla se recurre a la producción de las centrales térmicas o a la importación de electricidad desde Argentina y/o Brasil, que no siempre es posible y que además, al igual que la importación de petróleo, implica una salida importante de divisas. Al mismo tiempo, el consumo eléctrico se ha incrementado a través de los años a causa del mayor nivel de actividad económica, mayores tasas de electrificación y por el mayor uso de electrodomésticos, que fue en parte estimulado a través de la financiación por parte de UTE por más de U\$S 40 millones⁸.

Ante este escenario, se proyectan fuertes cambios para la matriz energética del país para el año 2015. En el cálculo realizado por el gobierno se advierten algunas diferencias sustanciales respecto a la matriz global primaria que se presentó en los años 2001-2006. Esas modificaciones están dadas por la diversificación de las fuentes: se proyecta una baja de la dependencia del petróleo y de la energía hidroeléctrica y la presencia de fuentes renovables no tradicionales (eólica, biomasa, solar, agrocombustibles, entre otros).

Si bien la proyección y las decisiones en materia energética, son definidas por el gobierno de turno, este período se vio marcado por una instancia de diálogo muy importante, que se constituyó en la Comisión Multipartidaria de Energía (CME), una de las cuatro comisiones designadas por el actual Presidente de la República, José Mujica, cuya finalidad fue “identificar, analizar y recomendar las principales acciones concertadas en materia de energía, que contribuyan a generar políticas

⁸ Aunque en la actualidad esto ha cambiado, hace algunos años, fue lanzado un “Superplan” por parte de UTE cuyo slogan era “Use todo eléctrico”, donde el ente ofrecía financiamiento de electrodomésticos, pagaderos hasta en 24 cuotas, descontadas en la factura mensual. En aquella oportunidad, se vendieron miles de calefones, estufas, aires acondicionados, heladeras, etc, todos artículos que funcionaban con energía eléctrica, ya que el objetivo era competir con el gas, la nueva fuente de energía que amenazaba con ganar espacio en el mercado energético. Sin embargo, cabe mencionar que, de manera diametralmente opuesta, el más reciente Superplan de UTE pretende reducir el consumo mediante el uso de aparatos más eficientes, de última generación (Clase A).

de Estado y puedan ser tenidas en cuenta por los Gobiernos Nacionales para su implementación ejecutiva en pro del objetivo general perseguido”⁹. Participaron de la CME todos los partidos políticos con representación parlamentaria.

1.2 Matriz energética proyectada

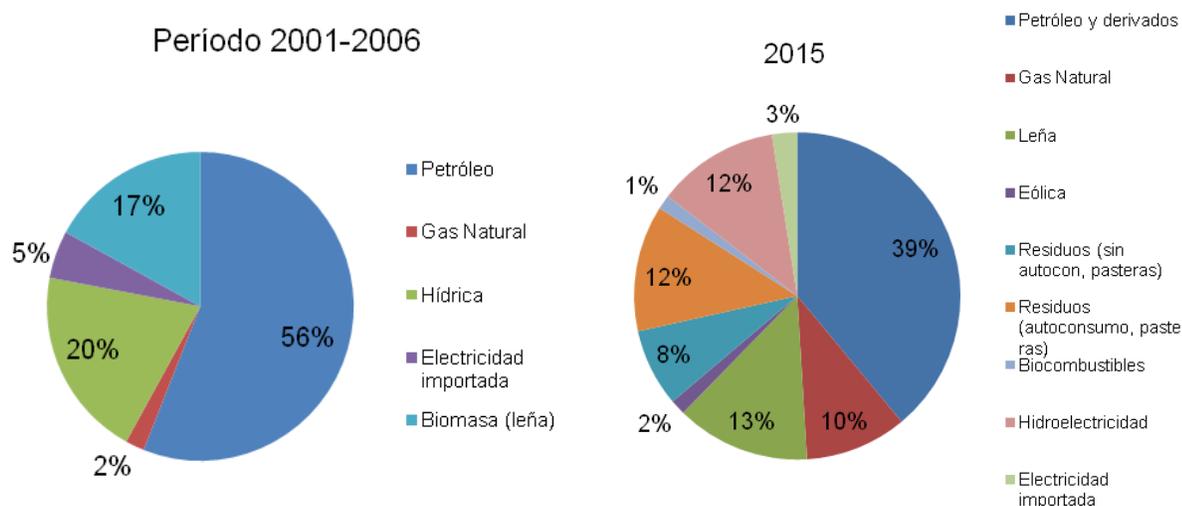


Fig. 2.1- Matriz global de energía primaria.

El escenario planteado por el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) propone una importante reducción del consumo de petróleo y derivados, pasando del 56% actual al 39% en 2015, y de la actual participación de la hidroelectricidad, de 20% a 12,1%. El restante 24% de la matriz estaba compuesta, en la década pasada, por biomasa (17%), electricidad importada (5%) y gas natural (2%). La proyección para 2015 indica que bajarán las importaciones de electricidad (2,5%) y habrá una suba de gas natural (10,1%). Además la matriz estará compuesta en un 13,3% por leña, residuos de pasteras (12,5%), residuos sin autoconsumo de pasteras (7,7%), energía eólica (1,5%) y biocombustibles (1,4%)¹⁰.

El aumento del gas natural sería por el proyecto de una planta regasificadora que se ubicaría cerca de las costas de Montevideo. Esto permitiría a UTE reducir la quema de hidrocarburos para la obtención de energía eléctrica ya que lo haría a partir de gas natural.

⁹ Según documento resultado de la CME; pág. 1, 2010.

¹⁰ Según información disponible en la página web de la DNETN del MIENM.

Un aspecto a considerar del nuevo escenario propuesto por el MIEM, es el aumento progresivo de la privatización del sector energético. Actualmente la matriz energética uruguaya es mayoritariamente estatal, más del 95% es controlada por el Estado. De hecho, esto está alineado con lo manifestado por la CME que planteó, como parte del eje institucional, “conveniente la participación de actores privados en el sector energético, los cuales deberán ingresar de acuerdo a los lineamientos determinados por el Poder Ejecutivo. Se procurará evitar que existan actores dominantes dentro de un determinado subsector. Asimismo, se pretende que su actividad contribuya al desarrollo de capacidades nacionales, transferencia de tecnología, calificación de mano de obra especializada y fortalecimiento del aparato productivo nacional”¹¹.

Al observar la nueva matriz planteada por el MIEM vemos que entre un 15 y un 20% de las fuentes de generación para el año 2015 serán de capitales privados (fundamentalmente debido a la inclusión de proyectos de biomasa y eólica). Por otro lado, aún el 51,6% de la matriz estará ligada a la importación (petróleo, gas y electricidad), de forma que seguiremos vulnerables a los precios de mercado y la disponibilidad de producto y, en el caso del gas, a los condicionamientos políticos de los países proveedores¹².

1.3 Energías renovables

A medida que crece la conciencia de que este mundo dado a los hombres es para que ser conservado, y que las acciones humanas tienen serias y peligrosas consecuencias para el mismo, las fuentes de abastecimiento de energía toman una importancia capital.

Ciertas fuentes son virtualmente inagotables por la dimensión del consumo humano o por su capacidad de regenerarse, y las llamamos renovables. Su valor está asociado a la sustentabilidad a través del tiempo de su uso. Entre éstas encontramos la energía eólica, biomasa, solar, hidráulica, geotérmica, entre otras.

¹¹ CME; Op. cit. 9; pág. 5, 2010.

¹² Las declaraciones más recientes del gobierno anuncian que “se tiene decidido avanzar con o sin la participación directa de Argentina en la licitación de la planta regasificadora porque lo considera un proyecto “estratégico”. El gas se utilizará para generar energía, transporte y el sector industrial.”, hasta el momento, siempre se había hablado que este sería un proyecto conjunto entre ANCAP, UTE y la empresas estatal Argentina ENARSA. Nota “Uruguay avanza con la planta regasificadora con o sin Argentina”, diario EL PAIS, lunes 20 de setiembre de 2010.

Sin embargo, el hecho de ser renovables no implica que no tengan consecuencias con el medio ambiente. Es más, a pesar de ser renovables pueden ser significativamente contaminantes. Por esto se diferencia dentro de ellas a las energías limpias, abanderadas por la energía eólica y la solar.

En este sentido, la matriz proyectada por el gobierno, incorpora una importante proporción proveniente de fuente renovable, se estima un 20,2% de biomasa, 1,5% de eólica y 1,4% de biocombustibles. Además, según declaraciones recientes del Ministro de Industria, el Ing. Roberto Kreimerman, el objetivo es "tener no más de un 30% de energía debido al petróleo, tener un 10 o 15% de gas, un 10 o 15% de energía eólica y un 5% de solar o más"¹³. De esta forma, también se está abriendo paso a otra fuente renovable y limpia de generación, la energía solar.

Si bien desde hace décadas se utiliza la energía eólica para consumo propio en el interior de nuestro país y se han llevado a cabo proyectos de investigación por parte de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República y UTE, la historia de los "parques eólicos" para generación de energía eléctrica de gran escala en Uruguay es reciente.

Se trata de una fuente de energía cuyo crecimiento a nivel mundial ha sido impactante. En términos de capacidad instalada, el mundo tenía en 2002 31.181 MW instalados (13 veces la capacidad instalada de nuestro país), mientras que en 2009, las instalaciones se multiplicaron por cinco, llegando a 159.213 MW (68 veces la capacidad uruguaya) y las previsiones para 2010 estiman un total de 203.500 MW de potencia instalada. Dinamarca es el país con mayor participación de esta fuente en su matriz energética pero Estados Unidos es el país con mayor capacidad instalada en términos absolutos.

La empresa Agroland SA fue una de las precursoras en nuestro país, al instalar en Rocha en el año 2006 450 kW de potencia eólica. En el mismo departamento, se encuentra el parque "Nuevo Manantial", con una potencia de 13 MW (se instalaron 4MW y luego se realizó una ampliación de 9 MW adicionales). El

¹³ "Uruguay incorpora energía solar apostando por energías limpias", Diario EL PAIS, miércoles 8 de setiembre de 2010.

Parque Eólico "Sierra de los Caracoles", propiedad de UTE, ubicado en el departamento de Maldonado, es el más grande del país y tiene una potencia instalada de 20MW. Por lo tanto, el total de potencia instalada por fuente eólica alcanza los 33 MW.

Actualmente se está trabajando para la incorporación de 300 MW más de energía eólica con un plazo máximo a 2015, según lo expresa el decreto 403/009 del 24 de agosto de 2009. UTE comenzó, en febrero del corriente año, la licitación de 150 MW, cuya convocatoria alcanzó los 950 MW ofertados, demostrando el gran interés que existe en el sector. No se han adjudicado aún los derechos de instalación pero estarán prontos para finales de 2010, Además de estos 300 MW que serán llevados a licitación en su totalidad, UTE ha declarado que instalará 200 MW, arribando a un total de 500 MW de potencia eólica para 2015.

“La inclusión de energía eólica es importante debido a que es un primer paso en la transformación de la matriz energética. Implica la inclusión de una fuente energética renovable, sustentable, que aporta a la robustez de la matriz, y principalmente es una fuente autóctona que se complementa con la energía hidroeléctrica para constituir juntas una fuente de energía que se considera firme”¹⁴.

En resumen, el futuro de la generación eólica en nuestro país parece ser muy prometedor, teniendo en cuenta el potencial eólico nacional, las metas de incorporación planteadas por el gobierno en su política energética 2005-2030 (evaluadas por la CME), las ventajas impositivas que el país ha asignado a los emprendimientos de generación de energía renovable, el crecimiento de la demanda de energía eléctrica, la necesidad de independencia energética y diversificación de fuentes de energía del país.

Existen además diversos proyectos de biomasa ya instalados en el país y varios en vías de desarrollo. Mientras la energía eólica recién se incorporó en la matriz energética consolidada en el año 2008, con una producción de 20,9 MWh, la producción de energía a partir de residuos de biomasa data de décadas atrás,

¹⁴ Canabal, Cecilia et al.; “Energía y cambio climático”; pág.12-13.

pero su producción alcanzó relativa importancia a partir del año 2006 en que la generación pasa de 1.185,1 MWh a 6.455,8 MWh en el año 2008¹⁵.

La potencia total instalada de biomasa asciende a 205 MW. La mayor instalación es propiedad de la empresa UPM (ex BOTNIA), que cuenta con 161 MW (utiliza 131 MW para autoconsumo y 30 MW vuelca a la red de UTE). Además hay otros proyectos ubicados en varios departamentos del país, como el de la empresa Liderdat SA (5 MW en Paysandú), Galofer SA (14 MW en Treinta y Tres), Bioener SA (12 MW en Rivera), Fenirrol SA (9 MW en Tacuarembó que ahora no están generando por rotura de la caldera), Weyerheuser SA (actualmente hay 2 MW funcionando pero se incorporarán 10 MW más para los que están haciendo el tendido de red) y la empresa estatal ALUR (2 MW para autoconsumo)¹⁶.

La biomasa se define como “materia orgánica originada en un proceso biológico, espontáneo o provocado, utilizable como fuente de energía”¹⁷. En este sentido, en el país se utilizan residuos orgánicos como caña de azúcar, “chips de madera” y otros (pueden ser residuos de tipo agrícola, ganaderos, forestales, etc), son quemados con el fin de obtener energía en el proceso. Se trata de una reacción química que puede ser de dos tipos: por combustión o por gasificación. El primer caso, consiste en aplicar altas temperaturas con exceso de oxígeno (O₂), generando la oxidación o combustión completa (quema total) de la materia orgánica que al mezclarse con el O₂ libera dióxido de carbono (CO₂), agua (H₂O), cenizas y calor. Así, el calor liberado es el que se utiliza para la generación de electricidad. El segundo caso, es un proceso que también implica elevadas temperaturas, pero limitadas cantidades de O₂, de manera que no se obtiene la combustión completa. El resultado es la obtención material con alto contenido carbónico (en distintos estados), utilizables luego como energía útil. Sin embargo, aquí también se libera gran cantidad de monóxido de carbono (CO), CO₂, hidrógeno (H) y –otro gas muy contaminante- metano (CH₄).

¹⁵ Según estadísticas de “Balance Energético (Matrices Consolidadas)” publicadas en la página oficial de la DNETN,

¹⁶ Según información provista por contacto con la ADME.

¹⁷ Definición de la Real Academia Española.

Es por la antes mencionada emisión de gases contaminantes que la biomasa es considerada como una energía renovable pero no limpia. Esto es un factor a tener en cuenta ya que uno de los objetivos de la estrategia de diversificación de la matriz energética es, además de reducir la independencia económica de los hidrocarburos, reducir la emisión de gases contaminantes que aceleran el efecto invernadero y la reducción de la capa de ozono. Cabe mencionar que a pesar de ser loable el fin de la incorporación de nuevas fuentes de generación de energía, los efectos secundarios de dichas acciones no pueden ser minimizados; aumentar la oferta y la diversificación a costa de mayores emisiones contaminantes de dióxido de carbono y metano tiene un costo que a primera vista no se ve pero que es cierto, elevado, y, en mayor o menor medida, evitable, si se recurre a las fuentes limpias de generación.

Capítulo II:

Como se ha mostrado hasta ahora, Uruguay tiene urgencia y necesidad por ampliar su oferta energética e independizarse lo más posible de la importación de hidrocarburos. Hasta el momento el gobierno ha mostrado un interés genuino por obtener soluciones ante el problema energético y la promoción e incentivo de fuentes renovables ha permitido un mayor impulso.

La energía solar, todavía poco explotada, tiene gran potencial dadas las condiciones climáticas y geográficas del país.

2.1. Definición y diferencias.

El Sol, estrella central del sistema solar, se considera una de las principales fuentes de energía disponibles para la Tierra. Se trata de una fuente inagotable - de luz y calor- y no contaminante. La energía solar es especialmente importante porque representa, dentro de las energías renovables, una fuente limpia de energía, también llamada “energía verde”.

“La conversión de energía solar se puede dividir en dos tipos: directa o indirecta. La conversión directa de energía solar puede ser para generar calor (fototérmica) o para generar directamente electricidad (fotovoltaica). La energía eólica, la hidráulica y la biomasa son ejemplos de conversión indirecta ya que todas ellas son derivadas de la energía solar”¹⁸. Es por su rol fundamental en la existencia de varias fuentes de energía que la misma es llamada “madre de todas las energías”. La energía solar es constante pero intermitente y su intensidad depende tanto del momento del día como de la estación del año. Las horas próximas al mediodía en verano son las de mayor intensidad del año. De cualquier manera, estas variaciones son relativamente fáciles de predecir y existen herramientas matemáticas que permiten conocer, con precisión casi exacta, el comienzo y fin de las estaciones y la salida y puesta del Sol. Existen otros factores como los cambios en las condiciones climáticas que pueden alterar las condiciones normales pero, a efectos de predecir *performances*, se utilizan promedios de rendimientos según series de tiempo del propio país y de otras regiones. La

¹⁸ Joubanoba, Ariel; “Rumbo a la autonomía energética. Diversificación y generación electronuclear”; pág. 103.

localización geográfica es uno de los factores de mayor relevancia en cuanto al rendimiento de los sistemas solares. Como regla general, se podría decir que a mayor cercanía con la línea del Ecuador mayor potencial solar y viceversa, pero existen excepciones.

La Tierra recibe a diario una gran cantidad de energía del Sol, sin embargo, no toda la radiación solar llega hasta nuestro planeta ya que los gases de la atmósfera –como el ozono- absorben gran cantidad de la misma. Por otra parte, la “irradiancia”, término a veces confundido con la radiación, es la magnitud que mide la energía recibida por la tierra, es decir, mide la radiación solar que llega a la Tierra. Esto es, energía por superficie, normalmente kWh/m². Esto en nuestro país fue, el sector de “Eficiencia Energética” de la DNETN-MIEM, contrató a la Facultad de Ingeniería¹⁹ de la Universidad de la República, para realizar el proyecto de “Evaluación del potencial solar térmico en Uruguay y análisis de la factibilidad de su utilización”. El 22 de abril de 2010 se presentaron los resultados, siendo la presentación del “mapa solar” del Uruguay el principal evento de la jornada. El objetivo de los presentadores consistió en “Contar con información de calidad sobre la variación espacial y estacional de los promedios de irradiación solar en el Uruguay, necesario para el diseño de equipamiento para la conversión de la energía solar en energía útil (ya sea eléctrica o térmica)”. Los resultados obtenidos arrojaron un promedio anual de irradiancia de entre 4.0 kWh/m² y 4.8 kWh/m² por día, dependiendo de la zona del país. (Ver anexo 2).

“Del total de la energía que recibe la parte más alta de la atmósfera, en promedio sólo el 50% llega a la superficie; el resto se dispersa, se refleja o es absorbida y vuelta a emitir al espacio. Cerca del 21% del flujo de energía llega a la superficie terrestre como radiación directa mientras que el 29% llega como radiación dispersa o difusa”²⁰.

¹⁹ El estudio fue realizado por cuatro ingenieros de la Facultad de Ingeniería, G. Abal del Instituto de Física (IF), J. Cataldo del Instituto de Mecánica de los Fluidos e Ingeniería Ambiental (IMFIA), M. D’Angelo (IF) y A. Gutiérrez (IMFIA).

²⁰ Tester, Jefferson et al.; “Sustainable Energy, Choosing among options”, pág. 546.

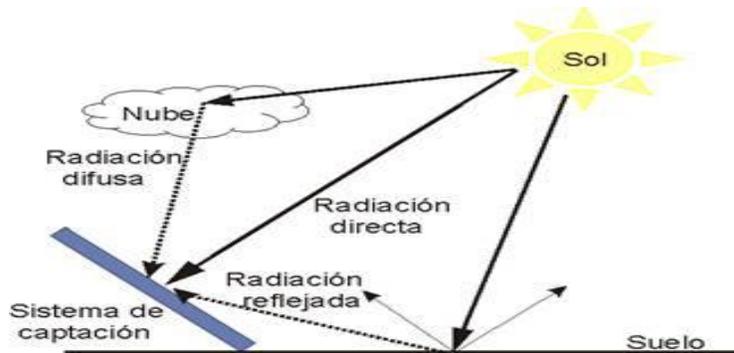


Figura 2.2- Esquema de radiación solar.

Aún considerando las pérdidas, la cantidad de energía solar que llega a la superficie es muy importante. Por ejemplo, “Estados Unidos recibe más de 40.000 EJ²¹ cada año, que es más de 400 veces el total de la energía primaria que se consumió durante el año 2002”²².

Una vez entendido lo anterior, se detallan las diferentes tecnologías para la captación de la energía solar:

1. Energía solar Fotovoltaica.
2. Energía solar Térmica.
3. Energía termosolar (concentrada).

2.1.1. Energía solar Fotovoltaica (PV)

Si bien la energía solar parece ser algo muy novedoso para la mayoría de la sociedad –resultado del “boom de la energías renovables” introducido en gran parte por el temor de las consecuencias del cambio climático y el posterior Protocolo de Kioto- la utilización de esta tecnología data desde un largo período atrás. De hecho, Albert Einstein ganó en 1921 el premio Nobel por un trabajo acerca del efecto fotovoltaico. Sin embargo, en aquel momento la eficiencia de las celdas era no mayor al 2-3% mientras que en la actualidad los módulos PV tienen eficiencias de entre 15% y 20% y se han alcanzado mucho mejores rendimientos en laboratorios. Hasta fines de 1980 el uso de los aparatos PV era mayoritariamente en satélites espaciales (impulsado fundamentalmente por los programas espaciales de Estados Unidos y la Unión Soviética en la década del 60).

²¹ 1 EJ (exajulio) es un múltiplo del Julio y equivale a 10^{18} J.

²² Tester, Jefferson, op. cit. Pág. 546.

La energía solar fotovoltaica (PV, por su nombre en inglés, *Photovoltaics*) funciona por medio del Efecto Fotoeléctrico o Fotovolático a través del cual la luz solar se convierte en electricidad sin usar ningún proceso intermedio. Es decir, permite la generación de energía (kWh) para alimentar cualquier dispositivo desde una bombita de luz hasta una televisión o un motor.

Los paneles o módulos solares son los elementos fundamentales de un “sistema solar” y están compuestos por un conjunto de celdas de Silicio –material semiconductor- conectadas en serie y/o paralelo.

El Silicio es el principal material elegido para la construcción de las celdas, pero existen otras variantes. Cuando estas son expuestas a la luz los fotones generan, al excitarse, cargas eléctricas dentro del material. La producción eléctrica de una sola celda es pequeña (aproximadamente 0.6V d.c.), por ello, un sistema contiene miles de celdas conectadas. El módulo PV, normalmente llamado “panel solar”, es la unidad generadora de electricidad diseñada para superar condiciones medioambientales adversas (temperaturas extremas, humedad, etc.). Los módulos generan energía en corriente continua (DC), que se transforma, según sea necesario, en corriente alterna (AC) mediante un inversor de corriente. Por lo tanto, los módulos PV, el inversor y otros insumos, son los que forman un sistema solar PV. Estos varían en tamaño y potencia según su uso (hogares, comercios, industrias, granjas solares)²³.

Uno de los mayores atractivos de los sistemas PV es su simplicidad. No emiten sonido alguno, sus costos de mantenimiento son casi nulos y no disponen de partes móviles.

Además, se trata de un activo de gran durabilidad. Se estima que la vida útil de los equipos es de entre 25 a 50 años dependiendo de la calidad, las condiciones climáticas del lugar donde está expuesto y las características de la instalación. Este es un factor clave ya que la inversión en capital de los sistemas es elevada y, si bien los precios han bajado considerablemente en los últimos años, el retorno de la inversión puede darse en períodos largos (depende de un amplio número de variables que se verán más adelante en el trabajo). Para tener una referencia de la

²³ Según información de la página web de la International Energy Agency (IEA).

evolución de los precios de las celdas PV –uno de los principales componentes del módulo fotovoltaico, casi tres cuartas partes del costo total- en la década de los 60s éstas se cotizaban a USD 250/W mientras que en la actualidad cotizan a USD 1/W, según los mercado internacionales a julio de 2010.

2.1.2. Energía solar térmica

La energía solar térmica consiste en la transformación de la energía solar para calentar agua u otro líquido, mediante el uso de “colectores solares”. Esto se hace con diferentes objetivos: suministrar agua caliente sanitaria (ACS), apoyo al sistema de calefacción, procesos industriales y calentamiento de piscinas. También se considera el uso de esta tecnología para la climatización de ambientes.

Para ilustrarlo de una manera sencilla, la diferencia con la energía solar PV es que ésta genera energía eléctrica para la utilización de diferentes equipos eléctricos, inclusive un termotanque (o calefón), mientras que la solar térmica sustituye la energía eléctrica –o de otra fuente- que se utiliza para calentamiento de agua, ya que los colectores acumulan y concentran la energía que les llega del Sol, transfiriéndola al agua. Si bien la electricidad es una fuente de energía de elevada eficiencia y en términos de calentamiento de agua muestra grandes rendimientos, se requiere de mucha energía y disponibilidad de potencia para ello, y consecuentemente, es un uso muy caro²⁴.

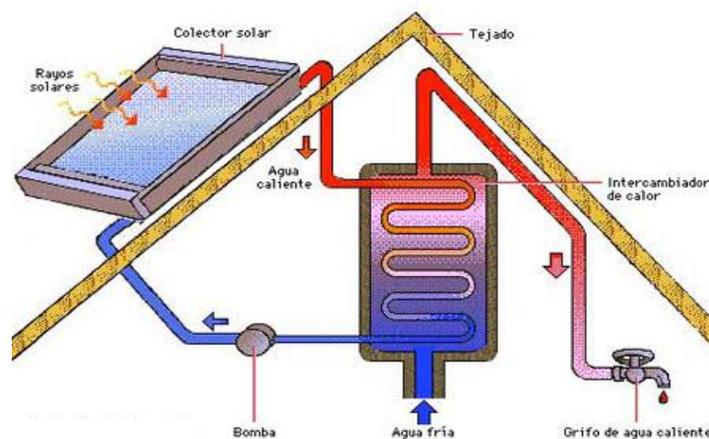


Figura 2.3- Esquema básico de funcionamiento de un sistema solar térmico.

²⁴ Estudios realizados en Uruguay muestran un rendimiento del 94,3% en el uso de electricidad para el calentamiento de agua, en el sector residencial, y de un 89,1% en el sector comercio y servicios.

2.1.3. Energía termosolar o solar Concentrada

Esta tecnología consiste en la instalación de miles de espejos, ubicados sobre una superficie de alta radiación, que reflejan la luz para luego calentar una superficie de celdas fotovoltaicas o, lo más común, generar una potencia suficiente para lograr el movimiento de un alternador encargado de generar energía eléctrica. En estos casos las temperaturas oscilan entre los 300° C y 600° C pero pueden llegar hasta 1.000° C. Supone una gran área de captación que transfiere la energía hacia un área de absorción considerablemente menor. Esta técnica es una alternativa que implica tecnología de muy alto nivel y se lleva a cabo en zonas de muy alta irradiancia y para proyectos de alta escala, proyectos de tipo industrial.

En la actualidad, los países que lideran las instalaciones de energía solar concentrada (CSP, por su sigla en inglés, *Concentrated Solar Power*) son España, Alemania y Estados Unidos. También están en proceso proyectos en Abu Dhabi (Emiratos Árabes), Argelia, Egipto, Israel, Italia, Portugal y Marruecos. Además, según la agencia mundial de prensa REUTERS, existe un muy ambicioso plan por un costo de 400 billones de euros para suministrar de energía a Europa con plantas CSP desde el desierto de Sahara²⁵.

Es importante destacar que las centrales térmicas solares se pueden dividir en tres diferentes tipos:

1. Centrales de torre (o de receptor central).
2. De tecnología cilindro-parabólica.

En lugar de utilizar espejos planos para la captación de energía solar se utilizan receptores no planos, con forma de parábola.

3. De tecnología dish-Stirling.

Es la misma dinámica que la torre pero mediante la utilización un conjunto de aparatos de menor potencia cada uno, que funcionan individualmente, siendo éstos de geometría parabólica y con un generador propio (a donde se refleja la radiación captada).

A continuación se ilustran los tres casos respectivamente:

²⁵ <http://www.reuters.com/article/idUSTRE57N01720090824?sp=true>

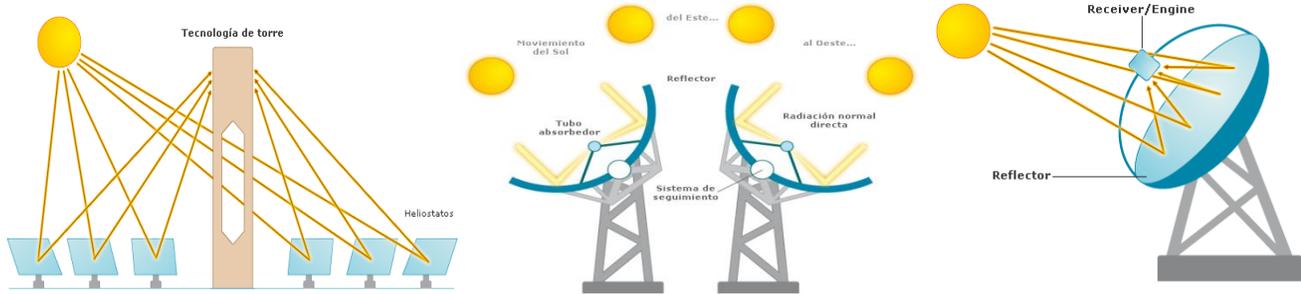


Figura 2.4- Esquema de los diferentes tipos de tecnología termosolar.

Los sistemas de energía solar fotovoltaica pueden estar conectados directamente a la red de electricidad, en nuestro país a la red de UTE, integrados en edificios, más conocidas como BIPV (*Building Integrated Photovoltaics*) o en sistemas autónomos, es decir, sin interconexión con la red, mayoritariamente en zonas donde la conexión a la red no es viable (áreas rurales). En este último caso, se utilizan baterías para el almacenamiento de la energía generada. Sin embargo, la mayoría de la producción de energía solar en el mundo es en sistemas con conexión a la red y donde existen programas de incentivos económicos como las “Feed-in Tariffs” (FIT). En este escenario, los productores venden la energía generada a un precio determinado por el gobierno (mayor al costo de la energía eléctrica de la red nacional) y luego consumen energía de la red. Este sistema ha sido adoptado por varios países, fundamentalmente en la Unión Europea, para incentivar la instalación de generadores de energía a partir de fuentes renovables. Se ampliará más adelante cómo funciona la FIT pero básicamente se trata de un contrato a largo plazo (generalmente 15 o 20 años, dependiendo del país) entre el instalador y el gobierno donde la compañía dueña de la red eléctrica queda obligada a recibir la energía generada por fuente renovable cuyo precio de compra dependerá del costo de generación de cada tecnología (solar, eólica, biomasa, geotérmica, etc.), del tamaño de la instalación y del tipo de instalación (en fachada, sobre el techo, etc.).

2.2. Desarrollo internacional

La producción de energía solar no ha alcanzado una participación significativa en la matriz eléctrica mundial (en 2008 ocupó el 0,3% de la producción de electricidad por fuente renovable). Esta cifra sitúa a la energía solar con un total de 12,1 TWh

de generación en 2008 (11.130 GWh de fotovoltaica y 949 GWh de solar concentrada). Las perspectivas de crecimiento del sector resultan muy atractivas, de hecho, la producción de energía solar está en el mismo nivel en que se posicionaba el sector eólico en 1997 y todo indica que su curva de crecimiento aumentará con una mayor pendiente. La industria fotovoltaica ha entrado en su fase de producción, impulsada en el último período por la alta presencia de productores Chinos, quienes dicen ser los fabricantes de mejor ranking en del mundo. La producción global de células fotovoltaicas creció, en el período 1998-2008, de 155 MW a 7.910 MW. Existen además previsiones muy prometedoras para la industria termosolar con miles de megawatts previstos para los próximos años (en América del Norte, el sur de Europa, norte de África, Medio Oriente y Oceanía). Recientemente se han hecho grandes instalaciones con esta tecnología la apodada "Solar One" en Nevada, Estados Unidos (64MW) y varias en España como la "PS 10" (11 MW), "PS 20" (20 MW), "Andasol 1" (50 MW), "Andasol 2" (50 MW) y "Enerstar" (50MW). Se estima que el total de la capacidad solar instalada en el año 2008 era de 14.300 MWp (fotovoltaica y termosolar juntas), a nivel mundial.

En el año 2008 la producción de energía solar se concentró en 3 regiones. El oeste de Europa proveyó el 58,5%, el este y sudeste de Asia el 22,7% y América del Norte un 15,3%. A diferencia de las demás regiones, en Estados Unidos el 49,3% de la generación total proviene de energía termosolar.

Observando más al detalle, se puede destacar cómo en realidad la producción mundial está en manos de unos pocos países como son Alemania (4 TWh año), España (2,5 TWh), Japón (2,3%) y Estados Unidos (1,8 TWh), lo que acumula el 87,9% del total mundial, mientras que los diez países de mayor producción acumulan un 95,9%²⁶. Estas cifras dejan de manifiesto la elevada concentración que existe en la industria de la producción de energía solar, producción estrechamente dependiente de la promoción y nivel de compromiso de los gobiernos de cada país para con las energías renovables no tradicionales.

²⁶ Según informe "La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde", del sitio web de la organización Francesa "L'Observatoire des Energies Renouvelables (Observ'ER)", capítulo 2 (*Un aperçu des dynamiques régionales par filière*), pág. 22.

La principal explicación para las elevadas tasas de crecimiento en las regiones desarrolladas (52,9% en el oeste de Europa y 41,2% para el este y Sudeste de Europa) es la proliferación de las instalaciones conectadas a la red junto con la inserción de los programas de Feed-In.

En los países en vías de desarrollo (sur de Asia, América del Sur, países al sur del Sahara, etc.) el crecimiento del sector solar se debe fundamentalmente por las aplicaciones descentralizadas de electrificación rural.

Todos los elementos antes mencionados apuntan el sustancial crecimiento previsto para el sector, haciendo eco a la experiencia que se vive actualmente en materia eólica²⁷.

La industria fotovoltaica ha sido, a nivel mundial, la más lucrativa en relación a las demás opciones de tecnología. En cifras de 2009, la misma generó 38,5 billones de dólares en ingresos a nivel mundial, mientras que, reunió también más de 13,5 billones de dólares en acciones y deuda, un 8% más respecto al año anterior.

Los países Europeos reunieron 5,60 GW, lo que equivalió al 77% de la demanda global del año pasado. Los tres primeros países fueron Alemania, Italia y República Checa que juntos representaron 4,07 GW. Los tres países experimentaron una demanda sin precedentes, convirtiéndose Italia en el segundo mercado más grande del mundo. A diferencia de España, cuya demanda se desplomó en 2009 a sólo el 4% de su nivel respecto al año anterior.

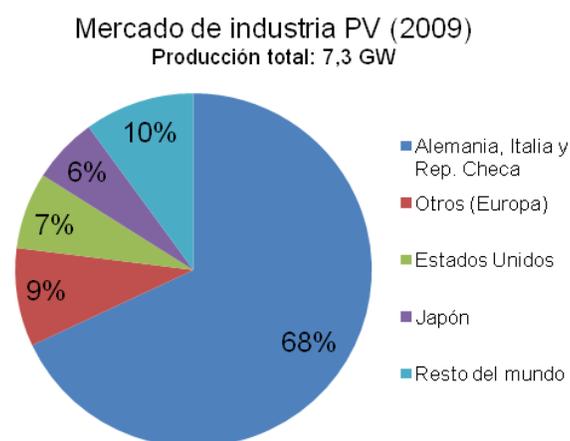


Figura 2.5- Mercado mundial de energía solar PV, año 2009.

²⁷ Observ'ER, op. cit, pág. 23.

De la demanda total europea, las importaciones netas de celdas correspondieron al 74% del total. El tercer mercado más grande del mundo fue Estados Unidos, que creció un 36%, arribando a 485 MW. Muy cerca se encontró Japón, que entró en el cuarto lugar, creciendo un 109%.

La producción mundial de celdas alcanzó un total de 9,34 GW en 2009, con una importante presencia de China y Taiwán en la producción global. De cara al futuro, las previsiones sobre la industria anticipan un crecimiento elevado en 2010 y también durante los próximos 5 años. Incluso en el escenario de menor crecimiento, el mercado mundial será, en 2014, 2.5 veces su tamaño actual, con ingresos proyectados de 100 billones de dólares para ese año²⁸.

2.3. Desarrollo nacional

¿A dónde va el consumo?

Tal como se explicó en la sección anterior, con la energía solar se puede tanto generar energía para el funcionamiento de aparatos eléctricos pero también sustituir la energía eléctrica utilizada específicamente para el calentamiento de agua y calefacción. Por ello, es muy importante evaluar cuáles son los diferentes usos que se le da a la energía en nuestro país, particularmente a la electricidad.

Antes de avanzar en conocer cuáles son los usos específicos del consumo eléctrico, cabe mencionar que el consumo de energía puede evaluarse desde varios puntos de vista:

1. De lado de la demanda: los distintos sectores que la consumen (transporte, residencial, comercio y servicios, industrial, agropecuario, pesca, minería y construcción).
2. Del lado de la oferta: por fuentes de consumo (electricidad, fuel oil, gas oil, naftas, supergás, leña, gas natural, otros).
3. Del lado de la eficiencia: energía neta y energía útil.
4. Por usos (fuerza motriz móvil, fuerza motriz fija, frío, calor, iluminación, otros²⁹).

²⁸ Según datos disponibles en la página web www.solarbuzz.com (sitio dedicado a este sector).

²⁹ Estas categorizaciones pueden variar pero en este trabajo se mantienen aquellas usadas por la DNETN en la investigación "Estudios de base para el diseño de estrategias y políticas energéticas: relevamiento de consumos de energía sectoriales en términos de energía útil a nivel nacional".

A diferencia de lo que sucede en la mayoría de los países industrializados -donde la demanda por energía eléctrica está liderada considerablemente por el sector industrial- Uruguay se diferencia del resto ya que el sector residencial tiene un peso relativo casi tan importante como el segmento de las industrias. Las cifras del año 2008³⁰ revelan que el total de energía eléctrica vendida por UTE fue de 7.051 GWh, del cual el 49,8% correspondió al consumo de los hogares mientras que el 45,8% perteneció al consumo de industrias y comercios (la suma de medianos y grandes consumidores, ver anexo 3)³¹. En términos de clientes, el total de abonados “residenciales” del ente alcanzó el 1.078.500 mientras que los servicios activos en las categorías “mediano” y “gran” consumidor llegaron a un total de 392 y 733 servicios activos, sobre un total de 1.187.430 clientes³².

En términos de preferencias de usos y utilización de fuentes, la DNETN junto con la Fundación Bariloche y el Instituto de Asuntos Públicos de la Universidad de Chile, realizaron una investigación titulada *“Estudios de base para el diseño de estrategias y políticas energéticas: relevamiento de consumos de energía sectoriales en términos de energía útil a nivel nacional”*. El objetivo de este proyecto fue “disponer de información de base para la planificación energética nacional, así como para la utilización de modelos analíticos de demanda de energía y para la realización de estudios de política energética”³³.

El estudio explicita primero la diferencia del consumo final en términos de energía neta (29.267 GWh) y energía útil (12.841 GWh). Aclarando que “el concepto de Energía Útil considera sólo el rendimiento de conversión, por lo tanto la Energía Útil calculada incluye las pérdidas de energía debido a las modalidades de uso”³⁴, vemos cómo las cifras anteriores arrojan resultados muy interesantes en cuanto a

³⁰ La última Memoria de UTE publicada y disponible al público corresponde al año 2008.

³¹ Memoria anual publicada por UTE, año 2008, pág. 59.

³² *Ibíd.*, pág. 60.

³³ El mismo se realizó en base a “encuestas de consumo de energía en términos de energía útil por fuente y uso, equipamiento disponible y modalidad de uso, con cobertura nacional, en los siguientes sectores: Residencial (con apertura por medio urbano y rural, zona geográfica y estrato socioeconómico), Comercial y Servicios (con apertura por rama de actividad y tamaño), Industrial (con apertura por rama de actividad y tamaño), Agropecuario, Pesca, Minería y Construcción (con aperturas a determinar)”. Este estudio fue realizado en base a mediciones hechas en Uruguay en el año 2006.

³⁴ Según “Estudio de consumo y uso de la energía, año 2006. General y sectores residencial, comercial/servicios y transporte”, en página web de la DNETN, diapositiva 4.

la eficiencia de las diferentes fuentes ya que un total de 16.426 GWh, un 56% de la energía neta consumida, se pierde. De hecho, el estudio estima un rendimiento de utilización del consumo final de energía de 43,9%.

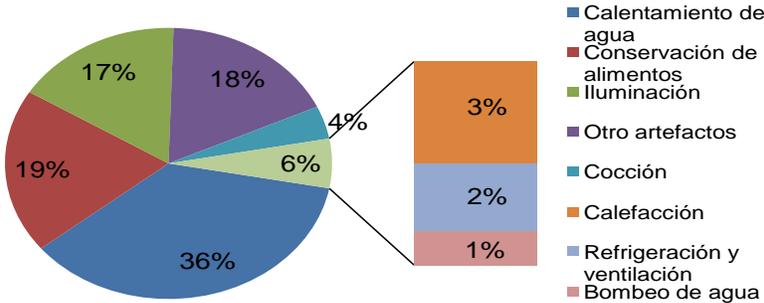
El transporte, el sector residencial y la industria son las porciones de mayor consumo en términos de energía neta, 31%, 26,9% y 22,4% respectivamente.

Sin embargo, cuando observamos el consumo de energía útil, las posiciones se alteran ya que el sector industrial ocupa el primer lugar de consumo con un 36,6%, luego el residencial, 25,6% y en tercer lugar el transporte con un 16,3%.

Desde el punto de vista de las diferentes fuentes de consumo, la electricidad (25,5%) y el gas oil (28,7%) cuentan por más de la mitad del consumo neto total, aunque la leña tiene un papel de relativa importancia también (19,7%). No obstante, la participación de la electricidad en términos útiles corresponde al 41,6% del consumo total, el gas oil al 17,3% y la leña al 14,7%. (Ver anexo 4).

2.3.1 Sector residencial

Esta es una porción de la población cuyo consumo está liderado por la electricidad y la leña (fundamentalmente para la climatización de ambientes y cocción). Una vez más, se pueden apreciar los rendimientos de las diferentes fuentes, siendo la electricidad la más eficiente, con un 74,8%, mientras que la leña alcanza un rendimiento del 11,4%. Este último cociente es bajo dado que en la quema de madera (leña) –una forma sencilla de biomasa- se pierde mucho calor (energía) al ambiente. Los distintos usos de energía eléctrica en el sector residencial son:



El uso de energía eléctrica para calentamiento de agua ocupa el primer lugar en usos. Con precios de electricidad en constante ascenso, a tasas anuales del 15% en pesos³⁵, se vuelve relevante para los consumidores una posible reducción de

³⁵ Cálculo de los autores en base a Pliegos Tarifarios publicados por UTE en el período 2000-2010.

costos. Se trata de solucionar un problema real: los altos costos que enfrentan los consumidores de energía eléctrica en el país.

2.3.2 Sector Industrial

Al igual que lo que sucede en el sector residencial, en la industria, la leña y la electricidad constituyen las principales fuentes de energía, correspondientes a un 27% y un 26,5% del total de la energía neta consumida, respectivamente. Es decir, la participación de cada una tiene una importancia muy similar pero, a diferencia del escenario presentado en la evaluación del consumo de los hogares, los rendimientos de estas dos fuentes no difieren tanto entre sí (la quema de leña nivel industrial ocurre mayoritariamente en calderas de alta eficiencia).

Capítulo III:

3.1. Marco legal nacional

A partir de la ley N° 16.832/97 (Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico) se consagró la liberación del mercado de generación eléctrica, eliminando el monopolio, de manera que cualquier agente puede hacerlo siempre que lo realice a través del despacho Nacional de cargas (DNC) y de acuerdo a las normas establecidas por el mercado mayorista de energía eléctrica (MMEE). También especifica que los generadores podrán celebrar contratos de suministro, libremente negociados, directamente con los distribuidores y los grandes consumidores. La venta de energía eléctrica se puede efectuar según dos modalidades: en el mercado de Contratos a Término (MCT) o en el mercado Spot (Decreto 299/09).

Lo más reciente en materia legal en el sector energético es la aprobación del Decreto 123/10, publicado el 1 de julio de 2010, que permite “la conexión a la red de baja tensión de generadores de fuentes renovables de energía eólica, solar, biomasa y minihidráulica”.

Esta iniciativa sitúa a nuestro país en primera posición a nivel de Sudamérica ya que ningún otro estado tiene un programa que permite la conexión con la red pública de distribución con estas características. El decreto acompaña los lineamientos del gobierno por aumentar el uso de fuentes de energía tanto renovables y no tradicionales como autóctonas.

Para acceder a esta posibilidad se debe previamente firmar un contrato con la empresa de energía estatal, UTE, y cumplir una serie de requisitos fijados por el MIEM. De esta forma, UTE se compromete a recibir y pagar por la energía volcada a la red de distribución nacional, un precio de \$/kWh. Las residencias o establecimientos que lleven a cabo inversiones en microgeneración contarán con un contador especial que medirá los excedentes de energía introducidos al sistema (serán la diferencia entre lo generado por fuentes renovable restado del consumo mensual).

Se requerirá también cumplir con las condiciones urbanísticas y medioambientales que dicten las Intendencias Municipales y la Dirección Nacional de Medio Ambiente (DINAMA).

3.2 Beneficios Fiscales

Uruguay tiene un régimen de fomento de inversiones de fuentes renovables relativamente desarrollado en relación a la de otros países de América Latina. La ley más conocida es la N° 16.906/98, que declara de interés nacional la promoción y protección de inversiones realizadas en el territorio por inversores nacionales y extranjeros.

Quienes podrán aplicar a los beneficios son todos los contribuyentes del Impuesto a las Rentas de las Actividades Económicas (IRAE) y del Impuesto a la Enajenación de Bienes Agropecuarios (IMEBA), que se dediquen a actividades industriales o agropecuarias, y deberán presentar sus planes de inversión ante la Comisión de aplicación (COMAP), comisión parte del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF).

La ley clasifica los estímulos según sean de orden general o por inversiones específicas. La ley se reglamentó a través del Decreto 455/07 que establece las exoneraciones fiscales posibles como consecuencia de la inversión en bienes destinados a integrar el activo fijo o intangible de la empresa. Los beneficios posibles son para inversiones que: agreguen progreso técnico tal que aumente la competitividad, contribuyan a la diversificación y el aumento de exportaciones, faciliten la integración productiva (uniendo valor agregado nacional), formen empleo productivo directa o indirectamente, animen las actividades de las micro, pequeñas y medianas empresas, contribuyan a la descentralización nacional.

La ley establece diferentes categorizaciones para puntuar las inversiones y, según los puntos obtenidos, se concederán diferentes ayudas fiscales como:

1. Exoneración de entre un 51% y 100% de la inversión a descontarse del pago del IRAE en un plazo determinado.
2. Exoneración de tasas de importación de bienes muebles no competitivos con la industria nacional.

3. Devolución del 100% del IVA de materiales y servicios destinados a la obra civil.
4. Exoneración del Impuesto al Patrimonio de la obra civil por 8 años en Montevideo y por 10 años en el interior, y de los muebles de activo fijo por toda su vida útil.

También en conexión con la Ley de Promoción y Protección de Inversiones, se emite el decreto 354/09 en agosto del año 2009 destinado a la promoción de la generación eléctrica proveniente de energías renovables permitiendo la exoneración de un porcentaje del IRAE (90% al inicio de la empresa, luego 60% llegando a un 40% en el 2023 en algunos casos) a las empresas que se dediquen a generar energía eléctrica de fuentes renovables y/o a la generación de maquinaria y equipos destinados a las actividad promovidas.

En setiembre de 2009, el Poder Ejecutivo promulgó la Ley 18.585 por la que se declara de interés nacional la investigación, el desarrollo y la formación en el uso de la energía solar y beneficios fiscales para el desarrollo de inversiones necesarias para la fabricación, implementación y utilización de esta tecnología³⁶. La “Ley de Promoción de la Energía Solar Térmica”, condiciona la concesión de permisos de construcción para centros de asistencia de salud, hoteles y clubes deportivos -donde la previsión de consumo de energía para agua caliente suponga más del 20% del consumo energético total- a la incorporación al proyecto de equipamiento de energía solar térmica. Se prevé elevar dicho porcentaje a un 50% en el 2011. La ley “faculta al Poder Ejecutivo para la exoneración y devolución total o parcial del IVA, impuesto específico interno (IMESI) e impuestos aduaneros, a los colectores solares de fabricación nacional o importados no competitivos con la industria nacional, así como los bienes y servicios nacionales e importados no competitivos con la industria nacional, necesarios para su fabricación”. Sin embargo, cabe destacar que la ley aún no ha sido reglamentada, por tanto no se están condicionando permisos ni proporcionando exoneraciones o devoluciones impositivas hasta el momento.

³⁶ www.presidencia.gub.uy/web/leyes/2009/09/IE959.pdf. (ver artículos 1, 2 y 12).

Por tanto, a modo de resumen, los beneficios que pueden obtener los diferentes consumidores son:

	Empresas (que tributen IRAE o IMEBA)	Consumidores finales
IVA	Son agentes de retención, este impuesto no es un costo para su inversión.	Lo perciben como costo.
Ley 16.906 (Promoción de inversiones)	Aplica	N/A
Decreto 354/09	Aplica	N/A
Decreto 123/10	Aplica	Aplica
Ley 18.585 (Energía solar térmica)	Aplica	Aplica
	No reglamentada aún	

3.3 Microgeneración

No se puede hablar de microgeneración sin antes definir el concepto de “Generación Distribuida”, ya que están altamente interrelacionados. Se entiende por generación distribuida, la generación de energía a partir de pequeñas instalaciones cerca o sobre el lugar de consumo de clientes finales, con conexión al sistema de distribución eléctrico. Esta opción de generación permite reducir pérdidas derivadas de la transmisión de las redes eléctricas, una mejor calidad de suministro y –según se efectúe a partir de fuentes renovables- incluso puede involucrar una reducción de emisiones. La microgeneración ocurre cuando la generación distribuida se realiza en niveles baja tensión.

En este documento sólo se hará explícito el caso de microgeneración a partir de energía solar PV porque, como se detalló anteriormente, hemos decidido enfocarnos en esta tecnología en particular, ya que su desarrollo a nivel nacional – en términos de producción y de generación- se encuentra en una fase inicial y creemos que tiene un potencial digno de ser estudiado detalladamente. No se pretende calificar las diferentes tecnologías como “mejores” o “peores” que otras ya que uno de los principales objetivos del desarrollo de las energías renovables

es la diversificación de la matriz energética. Esto supone un impulso conjunto de las distintas tecnologías, sin plantear un escenario de competencia entre ellas sino de evolución paralela.

Tal como se comentó en la sección 2.1.1., la generación de energía obtenida por una instalación PV dependerá, en primer lugar, de la potencia nominal del sistema, del clima y del estado del tiempo, variando tanto en el momento del año como la hora del día. Esta variabilidad no es característica sólo de la energía solar PV sino también de las demás tecnologías solares y de todas las renovables en general, la intermitencia es denominador común de todas ellas. Por ello, así como existe un mapa solar donde se evalúa la irradiancia según estadísticas históricas, también existen los mapas eólicos, que marcan el potencial eólico –según mediciones de viento– de distintas zonas del país o región.

Una alternativa para diferenciar los sistemas de microgeneración es entre aislados y conectados a la red.

3.3.1. Sistemas aislados

El ejemplo más conocido de este tipo de instalaciones son los establecimientos rurales que hacen uso de las fuentes renovables para la generación de energía tanto por no tener posibilidad de acceso a la red eléctrica (las explotaciones rurales a donde la distribución de UTE no llega) o por los altos costos actuales del combustible.

En cifras del año agrícola de 2007, el total de energía neta consumida por el sector agropecuario fue de 1.725 MWh. Un 19,3% del total fue obtenida de la quema de leña, 12,8% por fuente eléctrica³⁷, 1,1% a energía solar fotovoltaica, y el 61,9% correspondió al consumo de gas oil (su utilización está destinada mayoritariamente al transporte).

Si bien el gas oil –principal insumo de los generadores de energía eléctrica de las explotaciones agropecuarias- es una sustancia de alto poder calorífico³⁸ (8.800 kcal/m³) los altos precios de mercado, el costo de distribución hasta las zonas

³⁷ En este sector el rendimiento de la energía eléctrica es menor que en el caso residencial e industrial, es del 66,6%, resultado principalmente de las pérdidas generadas en la distribución hacia tan largas distancias.

³⁸ Cantidad de energía que una unidad de masa de materia puede desprender al producirse una reacción química de oxidación.

rurales y la baja eficiencia de los motores usados, hacen que esta opción de generación en base a hidrocarburos resulte muy costosa y, en cambio, la instalación de sistemas PV se hace más viable en términos económicos.

En los casos aislados, todo lo generado es consumido en el momento o acumulado en baterías ya que, sin ellas, al no disponer de la posibilidad de venta a la red, se perdería mucha energía. De esta forma, cuando hay falta de Sol durante el día o por la noche, se puede aprovechar la energía que fue cargada en las baterías, dependiendo de su capacidad.

Un esquema básico de un sistema energía solar PV aislado consiste en:

- a) Un conjunto de módulos PV.
- b) Regulador de carga (doble función: evitar que la batería se descargue sobre los módulos y también que la misma se sobrecargue o descargue más de lo necesario).
- c) Inversor de corriente³⁹ (convierte la corriente generada en continua, DC, en corriente alterna, AC).
- d) Baterías.
- e) Punto de consumo.

El esquema básico se puede visualizar según la siguiente figura:

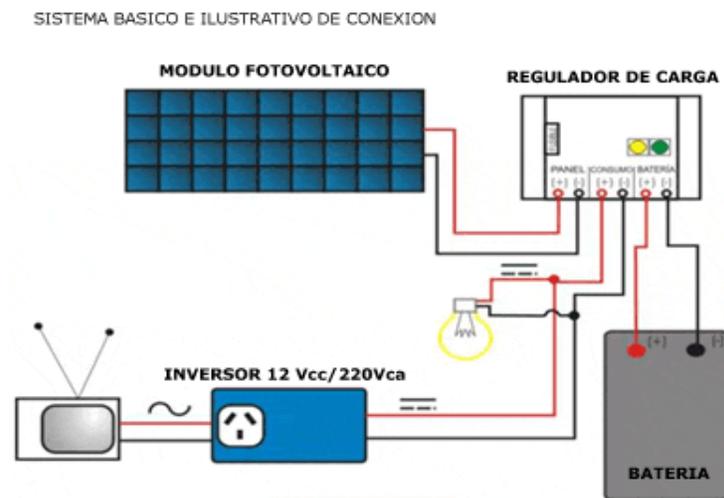


Figura 2.6- Esquema de instalación PV con batería.

³⁹ En casos de instalaciones que trabajan directamente con en corriente continua, DC, no es necesario el inversor. Un ejemplo de esto son los alambrados eléctricos donde la energía generada va desde el batería hasta el punto de consumo (alambre) sin necesidad de pasar por un inversor.

3.3.2 Sistemas conectados a la red

La diferencia con el caso anterior es que en las instalaciones habrá un punto de conexión con la red de distribución (en nuestro país será con la red de UTE) ofreciendo la posibilidad de entregar, en caso de existir, el excedente de la energía eléctrica generada por la instalación PV. De esta manera, se evita el costo de las baterías.

Esta alternativa implica el uso de un contador bidireccional que registrará tanto la energía consumida desde la red como aquella entregada a la red.

En caso de existir excedentes, es decir, ocasiones en que la generación eléctrica resulte mayor a la demanda (se medirá mes a mes) es que el propietario de la instalación recibirá un crédito por parte de UTE. Según el decreto 123/10, cada kWh entregado a la red será remunerado según el precio del kWh que UTE cobra para un consumo de entre 101 kWh a 600 kWh según la tarifa “Residencial Simple” (para los servicios con modalidad de consumo residencial cuya potencia contratada sea menor o igual a 40 kW). Esto corresponde a mediados de 2010 a \$ 3,856⁴⁰ por kWh.

Este esquema de contador bidireccional es diferente a lo que se ha hecho en el resto del mundo donde lo que se introdujo fueron sistemas con dos contadores, o doble contador, midiendo por un lado la energía entregada a la red y por otra aquella consumida por los particulares. De esta manera, se paga un precio diferencial por toda la electricidad entregada (no sólo el excedente), precio que es siempre superior al costo de la electricidad de la red.

De esta manera, el decreto 123/10 implica un paso inicial, pero no definitivo en el camino a la microgeneración e instalación de sistemas por parte de los particulares ya que se aunque permite prescindir de las baterías, el retorno de la inversión sigue sin resultar demasiado atractivo para el ciudadano promedio.

En el siguiente capítulo se ponen de manifiesto los diferentes mecanismos de incentivo para la instalación de tecnologías renovables, especialmente el sistema de Feed-In, pero antes se plantea la situación actual de la tecnología solar PV en Uruguay, tanto para residencias como industrias.

⁴⁰ Según el último pliego tarifario, vigente desde el 1 de febrero de 2010.

3.3.3. Instalación PV (módulos) en un hogar tipo.

De manera de establecer diferencias de consumo en la categoría residencial, se puede subdividir el sector en tres categorías, según su poder adquisitivo (PA), bajo, medio y alto. En promedio, el consumo de los hogares⁴¹ es:

- PA bajo: $0 < \text{kWh mensuales} \leq 200$
- PA medio: $200 < \text{kWh mensuales} \leq 600$
- PA alto: $\text{kWh mes} > 600$.

Establecido esto, se avanzará en determinar cuál sería la decisión de inversión de una familia de PA alto que, consumiendo un promedio de 1.000 kWh/mes, decide averiguar para realizar una instalación de paneles solares PV en el techo de su casa como medida limpia de generación de energía, con el objetivo de reducir sus egresos por consumo eléctrico. Una familia con estas características paga, por concepto de cargo variable \$ 4.735 (\$ 3.881, más el impuesto al valor agregado, IVA, de 22%). Además deberá pagar un cargo fijo por \$ 110,9 y un cargo por potencia contratada de \$ 37,6 por kW. Considerando una potencia contratada de 10 kW, el total mensual a pagar por consumo asciende a \$ 5.329 mensuales aproximadamente (IVA incluido, por ser consumidor final).

Así, la familia averigua en plaza que una instalación de 2.500 Wp (ó 2,5 kWp) de potencia parece razonable dado su promedio histórico de consumo de energía eléctrica. Los precios en plaza, para un sistema “llave en mano” oscilan entre USD 6 y USD 10 por Watt instalado. Suponiendo el escenario de precios más bajo, la inversión total del sistema PV sería de US\$ 15.000, más IVA (similar al precio de un auto mediano 0 km, de origen Chino).

¿Cuál sería el repago para esta inversión?

Pues bien, el repago se generaría por el ingreso correspondiente a la energía eléctrica que la familia dejaría de pagarle a UTE. Dado que cada kWp instalado genera un promedio anual de 1.500 kWh, con la instalación recomendada (2,5 kWp) se estaría evitando la compra de 3.750 kWh anuales. Esta energía se valúa a \$ 4,217 por kWh. Se define este precio porque la familia se ahorrará la energía

⁴¹ Para el estudio se considera un hogar constituido por 4 personas mayores a 18 años que compran energía eléctrica a UTE y este les factura según la “Tarifa Residencial Simple” (TRS).

que paga más cara dado que su tarifa es escalonada⁴². Es decir, se estaría generando un ahorro de \$ 15.814, equivalentes a U\$S 790 anuales. Este ahorro se genera durante toda la vida útil del sistema, 30 años en promedio. No se estima costo de mantenimiento ninguno ya que este es muy bajo, prácticamente no requieren de mantenimiento ninguno las instalaciones PV y resulta más sencillo para el cálculo.

En conclusión, luego de calcular estas cifras (donde además se tuvieron en cuenta las subas esperadas de las tarifas eléctricas y el valor tiempo del dinero) hemos concluido que la inversión no resulta atractiva, al menos no en términos puramente financieros. Es decir, el ahorro asociado a la energía que se deja de pagar no es lo suficientemente alto para compensar el gasto del egreso generado por la inversión inicial. Por lo tanto, no parece factible un escenario de gran desarrollo de este tipo de instalaciones, al menos los cambios propuestos en el Decreto de Microgeneración no son medidas que, según nuestra opinión, incentiven adecuadamente el desarrollo de la energía solar fotovoltaica.

3.3.4 Instalación térmica (colectores) en un hogar tipo.

Según los estudios realizados por la DNETN, el 37% del consumo de los hogares es destinado a calentamiento de agua. Esto indica que en el caso de hipótesis planteado anteriormente, de los 1.000 kWh consumidos mensualmente, 370 kWh son utilizados para uso de los calefones.

Los colectores pueden diferenciarse según dos tipos: planos y tubos de vacío. La principal diferencia entre ellos –aparte de su forma- es que en los cilíndricos, para evitar las pérdidas por convección interna, se ha hecho el vacío en su interior.

Los equipos no son un sustituto total sino un complemento a los sistemas que ya se están utilizando. Los sistemas no se dimensionan pensando en ser 100% autónomos de la red dada la intermitencia de la energía solar y la variación de radiación según la época del año. Los sistemas se calculan en términos del volumen –en litros- de los tanques acumuladores de agua o la superficie útil –en metros cuadrados- de los colectores solares.

⁴² En la TRS el cargo por consumo de energía es, a la fecha:

1 kWh a 100 kWh mensuales.....	\$ / kWh 2,666
101 kWh a 600 kWh mensuales.....	\$ / kWh 3,856
601 kWh en adelante.....	\$ / kWh 4,217

En términos de litros, se calculan entre 50 y 70 litros de agua caliente por persona por día, independientemente de la cantidad de baños o calefones que existan en el lugar. En el caso de la familia, se le recomendaría instalar un sistema de 200 litros. Se trata, básicamente, de un conjunto colectores solares planos o tubos de vacío y un tanque acumulador. El sistema puede ser presurizado (con bomba) o no presurizado (se coloca más alto que los colectores para permitir la circulación del agua por convección). Existen otras distinciones técnicas y opciones en el diseño de los sistemas pero no son importantes a efectos de nuestra evaluación. Este sistema de colectores permite un ahorro, promedio, del 65% anual de la energía consumida para calentamiento de agua, en el caso de la familia correspondería a un total de 240 kWh mensuales. Es importante destacar que ese resultado es una media ya que el ahorro oscilará en función del mes del año obteniendo resultados cercanos al 90-100% en verano y 40-50% en los meses próximos a julio. Valuando nuevamente los kWh ahorrados según el precio más alto (\$4,217/kWh), la familia se ahorraría al mes \$1.235 (\$1.012 más IVA), es decir, \$ 14.817 anuales, equivalentes a U\$S 741. Aún valuando el kWh en un escenario menos alentador, según la segunda franja de la tarifa (\$3,856/kWh), el ahorro anual sería de U\$S 677.

La instalación del sistema de colectores solares se puede comprar en plaza por un monto de U\$S 1.000 más IVA y considerando el ahorro antes calculado, el repago de esta inversión resulta muy atractivo para la familia, la inversión estaría repagada antes de finalizar el tercer año⁴³.

⁴³ Estimados según cálculos de los autores.

Capítulo IV

4.1. Distintos modelos de incentivos

“La industria solar enfrenta un dilema similar al del “huevo y la gallina”: la reducción de costos estimulará la demanda y aumentará las economías de escala, pero para obtener esto, se necesita escala –o incentivos”⁴⁴.

Las políticas públicas son indispensables para el despegue de las energías renovables, de hecho el desarrollo a nivel mundial así lo demuestra. Según el reporte de la consultora internacional Deloitte-Touche, para acelerar la industria solar, se deben considerar nuevas políticas en cuatro áreas clave: subsidios de mercado, objetivos cuantificables sobre generación renovable, regulaciones de carbono y exoneración de impuestos.

Los subsidios de mercado pueden implicar desde programas de “Feed-In”, exoneraciones de impuestos a la fabricación e instalación de equipos (grandes generadores de mano de obra, especializada y técnica), préstamos de garantías, etc.

En cuanto a los objetivos cuantificables, deben ser claras las participaciones relativas de las energías renovables en las matrices eléctricas, aumentando la potencia instalada en base a estas fuentes, determinando porcentajes claros y viables.

La regulación de las emisiones de carbono es un tema complejo pero no menor. La producción de energía eléctrica partir de combustibles fósiles, la quema de materia orgánica y otros, emite gases contaminantes en el proceso y, si bien se sabe que esto es muy negativo, los costos sociales generados por estas emisiones no son tomados en cuenta a la hora de evaluar el costo de generación de estas fuentes. Las emisiones contaminantes se conocen en economía como “externalidades negativas”. “Una externalidad se produce siempre que las actividades de un agente económico afecten a otro agente de forma que no queda reflejada en las transacciones del mercado. Las externalidades provocan asignaciones ineficientes de recursos porque los precios de mercado no reflejan con precisión los costes adicionales o beneficios (en el caso de las externalidades

⁴⁴ Deloitte Review, “Energy Predictions 2010”, pág 58.

positivas) a terceros”⁴⁵. De hecho, los certificados de emisión de carbono (CER) han sido un intento para solucionar en cierta medida esta ineficiencia, creando un mercado de “derechos de contaminación”. Pero su éxito es dudoso y entrar en el mercado de los CER es redituable en caso de proyectos de gran escala, no para pequeñas instalaciones. Si se tuviera verdadera conciencia de la magnitud de las antes mencionadas externalidades, es decir, si éstas estuvieran reflejadas en los precios, los costos de electricidad en base a fuentes no limpias deberían ser más elevados que los actuales, lo que aceleraría el desarrollo de algunas fuentes alternativas de generación como la energía solar o eólica.

Por último, es preciso diseñar un correcto esquema de exoneración de impuestos para incentivar inversiones a nivel empresarial, y poder estimular el crecimiento de la fabricación nacional y a su vez la instalación de sistemas.

En este sentido, Uruguay está en camino a lo que parece un horizonte alentador y si bien está muy bien posicionado a nivel regional, en materia de regulación nuestro país está muy lejos de aquellos que han accedido a la evolución y desarrollo de la industria de energías limpias. En particular, la Ley de Promoción de Inversiones y varios de sus posteriores decretos (detallados en el capítulo anterior) son una iniciativa importante y constituyen un incentivo real para las empresas que tributan IRAE o IMEBA. También existen metas puntuales establecidas por el MIEM (como el poseer una matriz energética compuesta en un 15% por energías renovables para el 2015, por ejemplo), pero no existe regulación alguna sobre las emisiones de gases contaminantes, tampoco hay incentivos genuinos para la implementación de estas tecnologías a nivel residencial –ni en términos tributarios ni de subsidios (el decreto de microgeneración no es, de hecho, suficiente).

Es necesaria una política energética bien establecida, apoyada en una normativa legal que permita el desarrollo de la industria de las energías renovables.

A continuación, se plantean los distintos tipos de incentivos que los gobiernos pueden implementar para promover el desarrollo de distintas tecnologías.

⁴⁵ Nicholson, Walter; “Teoría Microeconómica, Principios Básicos y Aplicaciones”, págs. 670;672)

4.1.1. Tarifas “Feed-In” (FIT)

Un tarifa de Feed-In (*Feed-in tariff* según su nombre en inglés), incentiva la instalación de nuevos generadores de energías renovables, conectando a la red de distribución, por obligación, a toda empresa generadora de energías renovables no convencionales (ERNC) que lo requiera y obliga a los distribuidores a comprarle todo su excedente de energía, a un precio determinado y por un período pre establecido. Los regímenes más efectivos son aquellos garantizados por un período de 20 años.

Se fija un precio por kWh los costos de cada tipo de tecnología. Éste permite al generador financiarse y obtener un margen económico preestablecido, con un riesgo considerablemente acotado. Dado que los costos de este tipo de generación son mayores, estos se distribuyen entre todos los consumidores finales, de manera de no perjudicar a los consumidores presentes en áreas geográficas “privilegiadas” para la instalación de centrales generadoras de ERNC. La mayoría de los países miembros de la Unión Europea han aplicado regímenes de feed-in. Existen diferentes tipos que varían desde la obligatoriedad de compra por parte de las empresas distribuidoras hasta el método usado para determinar el precio de la tarifa. Se aplican diferentes conceptos según los distintos costos de generación de una misma tecnología (como tarifas escalonadas –*stepped tariffs*). También hay países que aplican una reducción de la tarifa con el tiempo de modo de tener en cuenta el aprendizaje tecnológico y evitar la sobre-compensación (*tariff depression*)⁴⁶.

Uno de los aspectos más importantes en el diseño de una FIT es determinar el nivel, precio, y la duración del incentivo. La mayoría de los países determina la tarifa según los costos de generación de la electricidad, pero también puede definirse según los costos que se evitan una vez que se genera energía a partir de fuentes renovables (externalidades). Esto último es lo que hizo Portugal.

“Los factores que influyen en los costos de producción y que deberían ser tomados en cuenta son:

⁴⁶ Klein, Arne et al., “Evaluation of different feed-in tariff design options – Best practice paper for the International Feed-In Cooperation”.

- Costo del proyecto de inversión
- Otros costos relativos al proyecto como gastos por licencias (procesos)
- Costos de operación y mantenimiento
- Combustibles (para el caso de biomasa y biogás)
- Inflación.
- Tasa de interés del capital
- Margen de beneficios para el inversionista⁴⁷.

Es importante entender que cada país puede tener tarifas diferentes aún para las mismas tecnologías ya que las condiciones para la inversión nunca son exactas, inclusive dentro del mismo territorio (caso de Estados Unidos donde cada estado tiene su propia normativa). Los costos de generación varían según la tecnología, el marco legal de cada país, las condiciones climáticas (irradiancia, potencial eólico, etc). De cualquier manera, se mantiene un padrón en términos relativos. En particular, la tarifa para la energía solar fotovoltaica es la más alta en la gran mayoría de los países (Italia por ejemplo comenzó ofreciendo sólo tarifas feed-in para la fotovoltaica mientras que otras tecnologías eran apoyadas por medio de certificados verdes) y la de las pequeñas centrales hidroeléctricas la más baja (ver anexo 5).

4.1.2. Cuotas obligatorias con certificados de energías renovables (CER).

En este caso, se determina una cuota obligatoria de generación de energía verde (de fuentes renovable) según el consumo de la empresa. La energía generada se vende a la red a precio de mercado (no hay un sobre precio como el caso anterior) pero se obtiene un ingreso adicional por la venta de “certificados verdes” o CER. Estos, equivalen a una cantidad de emisiones contaminantes ahorradas -1 tonelada de carbono equivalente (Ce)- o una cantidad determinada de energía generada por fuentes alternativas -por ejemplo 1 MWh-. Para implementar esto es necesaria un “amenaza creíble” por parte de las autoridades, quienes deben fijar y cobrar una multa a aquellas industrias que no cumplan con la cuota establecida.

⁴⁷ Ibíd., pág. 11.

Como en el caso del FIT, los costos de los CER son trasladados a los consumidores finales. Se genera gran incertidumbre en los precios pagados a los generadores de energías renovables. Los precios de los CER tienden a fluctuar creando dificultad para obtener financiamiento para proyectos de este tipo.

4.1.3. Licitaciones

En este caso, se establece un objetivo de capacidad de potencia o generación adicional y el Estado subasta el precio por MWh entregado a la red. En estas instancias, las empresas proveedoras de equipos deben cumplir una serie de condiciones determinadas por el Estado que implican especificaciones técnicas, compromisos de suministro y otros tipos de garantías.

Este es el caso de las ampliaciones de energía eólica que se realizarán a corto plazo en nuestro país. Durante la presidencia del Dr. Tabaré Vázquez, el gobierno se comprometió a la incorporación de 500 MW de potencia instalada en energías renovables no tradicionales y autóctonas, de los cuales 300 MW correspondían a eólica. Sin embargo, durante el nuevo gobierno del Sr. José Mujica, se ha decidido aumentar la potencia eólica hasta 500 MW, los 200 MW adicionales serán una inversión cubierta por UTE. Las primeras ofertas, cuya apertura se realizó en junio del corriente año, se plantearon para establecer parques eólicos con una capacidad de 30 MW a 50 MW.

4.1.4. Incentivos fiscales/ Subvenciones a la inversión

Una alternativa, de las más utilizadas por los gobiernos, implica otorgar incentivos fiscales de reducción de impuestos, que generalmente son impulsados con leyes o decretos que permiten, cumpliendo ciertas condiciones (por ejemplo, la instalación de fuentes renovables de generación de energía), la exoneración de cierto porcentaje de impuestos. De forma similar, se pueden autorizar subvenciones, beneficiando a los inversionistas mediante la reducción de costos de capital.

4.1.5. Clasificación de incentivos

Mecanismo basado en:	
Precios	Cantidad
<ul style="list-style-type: none">- FIT- Incentivos fiscales- Subvenciones a la inversión	<ul style="list-style-type: none">- Cuota/ CER- Licitaciones

Es unánime la opinión de que el esquema de incentivo más innovador y más exitoso para el desarrollo de las energías renovables es el FIT. Las sencillas garantías que ofrecen los regímenes FIT –acceso a la red, garantía de precio por kWh que permite cubrir los costos de generación, período de tiempo establecido para el pago del precio diferencial– ha permitido que varios países Europeos sean líderes del sector renovable. Es el caso de Dinamarca en la energía eólica y Alemania en la energía solar.

Como se ha establecido previamente, en este trabajo nos centraremos en mostrar el potencial de desarrollo para la energía solar que existe en nuestro país. Por ello citamos el caso Alemán, por ser el país líder en esta tecnología. Alemania es un país que cuenta con una irradiancia promedio considerablemente menor a la de Uruguay (entre los 800-1.000 kWh/m²) y aún así, es el país con mayor capacidad instalada a nivel mundial. A continuación, se hace un breve resumen de los hechos que llevaron a este país Europeo al liderazgo de la industria solar.

4.2. Caso Alemán: el modelo a seguir.

En 1989 se introdujo un programa de estimulación donde se licitaba la instalación de 250 MW de energía eólica. Se garantizaba un pago fijo por kWh de electricidad producida, junto con incentivos a la inversión para operadores privados como productores rurales. Este programa fue efectivo hasta 1995.

Luego se introdujo el “Acta de Feed-in de electricidad” en 1991 donde se establecía la tarifa como el 80% de la media histórica del precio de venta de electricidad al por menor.

En el año 2000 esta acta se reemplazó por el “Acta de Energía Renovable” donde se desligaba la tarifa de su evolución histórica y se establecía fija por 20 años. Dos importantes cambios surgieron con esta nueva reglamentación:

- *Degression tariffs*- apoyando el aprendizaje en tecnología. Desde el 2002 en adelante, las nuevas instalaciones reciben menores tarifas. A partir de 2003 las nuevas instalaciones también obtenían tarifas que caían a la misma tasa que el año anterior y así año a año⁴⁸. Esto es para mantener el incentivo de los productores a reducir los costos de producción sistemáticamente y ofrecer productos más eficientes año a año.
- *Stepped nature of tariffs*- las tarifas de las diferentes tecnologías se determinan según los costos de generación de cada planta particular. Esto es de especial importancia para los proyectos eólicos pero se aplica para todas las fuentes. Las inversiones en eólica en zonas que exceden la potencia eólica de referencia reciben una tarifa sustancialmente menor luego del quinto año de instalación. Esto lleva a menor nivel de promoción en sitios con muy buenas condiciones de viento y mayor promoción para condiciones menos favorables. Entonces el precio de la tarifa refleja la curva de costos de la fuente de tecnología.

La ley alemana establece claramente la diferencia de precios por fuente de generación y por tipo de instalación, según la potencia de la instalación y el montaje⁴⁹. Ver anexo 6.

⁴⁸ El nivel de la tarifa para una nueva planta se mantiene constante por el período garantizado (20 años), pero este precio depende del año en que se realiza la instalación. Es decir, cuanto más demore una planta en instalarse menor es el reembolso que obtendrá.

⁴⁹ Las tarifas más altas son las de electricidad geotérmica, fotovoltaica y algunas fracciones de biomasa. En el caso de PV, las tarifas aumentaron para compensar la finalización de un programa de 100.000 techos. Además las tarifas varían según su aplicación, por ejemplo, arriba del techo o montadas a la pared como una cortina.

Capítulo 5

Recomendaciones de política

Como se mencionó en el Capítulo III, en Uruguay existen beneficios impositivos a nivel empresarial aplicables al desarrollo de energías renovables. Además, aunque todavía no ha habido licitaciones específicas de energía solar, sí hay antecedentes de este tipo de incentivos en el área eólica y de biomasa, y sería de esperar que se incorporen proyectos solares en el corto plazo. Basados en los demás estímulos expuestos en el capítulo IV, se plantean tres posibles alternativas que el gobierno podría implementar para generar un desarrollo genuino del sector renovable que permita la reducción de la contaminación, transferencia tecnológica, generación de capacidades nacionales y que promueva la integración social.

5.1 Programa FIT

Este caso sería una especie de ampliación del decreto 123/010. A diferencia del decreto de Microgeneración, un programa de FIT implicaría dos contadores separados y un precio mayor al que se paga hoy en día por –únicamente- el excedente de generación. De manera de establecer un escenario sencillo, un caso de “10.000 techos” (un décimo del programa que implementó Alemania), implicaría una potencia instalada igual a 25 MW (suponiendo que cada hogar instala 2,5 kW). Esta potencia implica una generación PV anual de 15.000 MWh, es decir, esta sería la energía que los residenciales le venderían a UTE, al precio determinado según el FIT. Según los programas implementados en otras partes del mundo, se puede extrapolar un precio “4 a 1” lo que implicaría un pago por parte del Estado de cuatro veces el costo que se le cobra a los hogares. En este caso el repago de una inversión PV sería muy atractivo, aproximadamente de 6 años. Es decir, suponiendo que el Estado se comprometiera al pago de ese precio por 15 años, reduciendo la tarifa un 5% a partir del quinto año (reduciendo año a año) y estimando un escenario donde todos los techos fueran instalados el mismo año, a la vez, el valor actual neto de ese flujo para el gobierno sería menor a U\$S 80 millones⁵⁰. Es decir, el Estado debería comprometerse a pagar ese monto al

⁵⁰ Se trabaja con una tasa de descuento del dinero del 10%.

cabo de 15 años (en realidad, un flujo de fondos con ese valor actual), lo estaría financiando a mediano plazo, pero obtendría a cambio 25 MW de capacidad adicional de una energía renovable y limpia como en la energía solar PV. Además, esta es una alternativa que implica la integración de la sociedad en una causa común y apoya uno de los lineamientos planteados por la Comisión Multipartidaria de Energía, el “Impulso de la generación de energía a nivel del hogar mediante energías renovables”. El costo por MW instalado sería de U\$S 3-3,5 millones, lo cual resulta un poco superior a los 2,5 millones por MW eólico estimado⁵¹ (aunque hay que considerar que esta estimación es para instalación en parques, no microgeneración como sería la PV; la microgeneración eólica sería más cara).

5.2 Programa de energía solar térmica

En este caso, basta que se reglamente la ley 18.585 -Ley Solar Térmica- para que suceda la implementación a nivel general de los sistemas térmicos tanto en residencias como en industrias. Después de todo, tal y como muestran los estudios publicados por el MIEM, casi un 40% del total de la demanda eléctrica residencial es destinado a calentamiento de agua y los hogares constituyen poco más de un cuarto del consumo de energía total. Por lo tanto, el uso de colectores solares parece una solución de gran importancia para la creciente demanda energética que experimenta el país. Ésta, a diferencia de la primera puede considerarse como una solución “del lado de la demanda” ya que implicaría una reducción significativa de la misma, liberando una proporción de energía que puede ser destinada a otros usos y, fundamentalmente, reducir la presión en las horas pico; horas en que UTE -y el país- se vuelve más vulnerable.

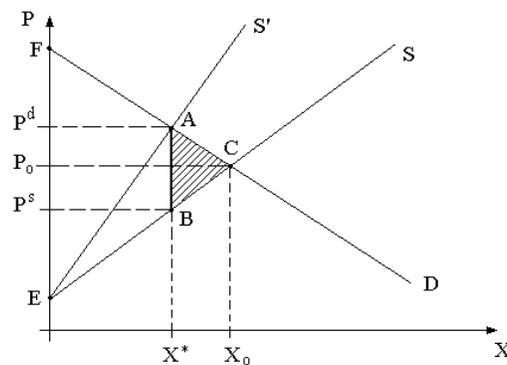
5.3. Impuesto Pigouviano

“Las soluciones mediante incentivos para los perjuicios en la asignación provocados por las externalidades parten de la observación básica de que la producción de la actividad generadora de la externalidad es demasiado elevada en un equilibrio determinado por el mercado. Tal vez el primer economista que ofreció

⁵¹ Los últimos molinos del Parque de Sierra de Caracoles costaron U\$S 25 millones para incrementar la potencia en 10 MW. La Fundación Bariloche estima entre 1,5 y 2 millones por MW, pero Brasil en diciembre/09 licitó por U\$S 2,85 millones. Ver “Análisis de rentabilidad de parques eólicos de gran escala en Uruguay, Agosto 2010” del MIEM.

un análisis exhaustivo de esta distorsión fue A.C. Pigou, quien, en la década de 1920, sugirió que la solución más directa consistiría en, sencillamente, fijar un impuesto sobre la entidad que provoca la externalidad”⁵².

Las externalidades existen cuando los costos marginales privados de producción en los que incurren las empresas oferentes en el mercado un determinado bien X , ilustrados por la recta S en el gráfico de abajo, son menores a los costos en los que tiene que incurrir la sociedad (S') para producir el bien X. La diferencia entre los costos marginales privados y los sociales es lo que se conoce como “costes externos de producción”, simplemente externalidad. Estos costos externos pueden deberse típicamente a los efectos que ocasiona sobre terceros la contaminación que las empresas productoras del bien X emiten. En nuestro caso, las empresas en cuestión pueden ser plantas de generación de energía a carbón, X es la cantidad de energía y las externalidades el valor monetario presente de los daños futuros que ocasionan las emisiones de, por ejemplo, CO₂ vía calentamiento global. En términos gráficos, éstos son la distancia vertical entre las dos curvas de costes marginales, o curvas de oferta, S y S'.



En presencia de estos daños externos el mercado produce una cantidad del bien en equilibrio, X_0 , donde la demanda corta con el costo marginal privado, que es mayor a la cantidad socialmente óptima del bien, X^* . Esto se conoce en economía como “falla de mercado”. Una posible solución que lograría que el mercado produzca esta cantidad óptima sería imponer un impuesto de magnitud AB por cada unidad del bien X que se produce. En nuestro ejemplo, esto equivaldría imponerle un impuesto de \$AB por cada MWh de energía producido por planta

⁵² Nicholson, Walter, op. cit., pág. 676.

alimentada a carbón (u otra fuente “no limpia”), o lo que es más correcto, un impuesto equivalente por tonelada de CO₂ emitida. Esto último es lo que se conoce como “impuesto Pigouviano”. se podría establecer un impuesto a aquellas empresas que producen energía de fuentes contaminantes, aunque en nuestro caso sería para UTE y su significado final sería de dudoso resultado; si fueran empresas privadas sí que tendría mucho más sentido. Sin embargo, cabe mencionar que, si bien esta solución es muy efectiva en términos teóricos, en la realidad puede ser difícil de determinar el monto exacto del impuesto y es probable que genere disconformidad por parte del sector empresarial. En el caso de la biomasa o el carbón, que está adquiriendo importante participación en la matriz energética nacional, el mercado no está considerando los costos adicionales por contaminación. Por lo tanto, una opción sería que el gobierno pague un menor precio por unidad de energía generada (MWh) por fuentes contaminantes o un mayor precio a las unidades de fuente “limpia” (eólica, solar, etc.), llevando al mercado a un equilibrio socialmente óptimo, de menor “producción sucia”. Un programa FIT (que resultaría en pagar mayor precio a la energía fotovoltaica) podría ser visto desde este punto de vista como una solución. Pensando en externalidades en el mercado de los consumidores de energía eléctrica, en ocasiones éstos no estarían pagando el costo marginal social de su consumo de electricidad. Esto se genera por el congestionamiento de la red en horas pico, lo que implica mayores costos (por importación de hidrocarburos y electricidad y utilización de fuentes menos eficientes o más contaminantes para abastecer toda la demanda). La solución sería una tarifa creciente que castigue a quienes consumen en horas pico. De hecho, UTE diferencia tarifas según el horario y cantidad de consumo y además ha establecido una “tarifa inteligente”⁵³ que funciona bajo esta impronta, y que puede resultar más económica que la tarifa “residencial simple” de ajustarse las costumbres de consumo. Sin embargo, esta es una tarifa opcional, con pocos adherentes. Por lo tanto, una solución al problema de sería que se impulsara más este tipo de tarifas diferenciales.

⁵³ Esta tarifa se promociona con el nombre de “tarifa inteligente” y es la que en el Pliego tarifario de UTE se denomina “Tarifa Doble Horario Residencial” y en el “horario punta”, de 17:00 a 23:00 horas, el kWh cuesta \$5,088 mientras que en el resto del día cuesta \$1,861.

Conclusiones

El mundo ha vivido hasta ahora crisis energéticas, derivadas de variaciones en los precios del petróleo por razones políticas y de especulación. Si bien la energía disponible es tanta que resulta casi imposible de cuantificar, se aproximan tiempos en los que las crisis energéticas serán por la obtención de energía barata y no contaminante. Esto ha impulsado la búsqueda de nuevas fuentes de generación y el desarrollo de diferentes tecnologías, estimulando la utilización de fuentes renovables de energía.

Como se mencionó, el activo rol de los Estados será determinante para el desarrollo de los países y sus economías, ya que no hay crecimiento posible ni sostenible sin un aumento de la infraestructura que así lo permita. La energía es un insumo crucial en cualquier economía, tanto como la mano de obra, materias primas, capital o cualquier otro factor de producción.

Uruguay no posee petróleo ni gas, pero tiene gran potencial solar y eólico para ampliar su producción energética. En el presente trabajo se realizaron estimaciones que muestran viable la inversión de fondos en el desarrollo de la energía fotovoltaica en particular. El resultado es que el costo por MW sería de U\$S 3-3,5 millones, lo cual sería similar o un poco superior al costo eólico. Sin embargo, hay que considerar que no son dos fuentes que deben competir entre ellas, sino que deben fomentarse ambas, para obtener mayor diversificación y robustez.

Nuestro país se encuentra en un escenario en el que tiene la oportunidad de ser líder o seguidor en materia energética, y en esto tanto gobierno como ciudadanos deben tomar partido; el primero valiéndose de su poder para promover un crecimiento de la matriz energética que sea responsable y a su vez permita el desarrollo económico, y la sociedad en su conjunto, tomando conciencia de sus actos y comprometiéndose con una conducta de eficiencia. El Estado debe comprometerse y tomar acciones para que, fomentando la utilización de fuentes renovables de energía y conductas virtuosas en el consumo, el desarrollo económico y la sustentabilidad ecológica se conjuguen en beneficio del bien común.

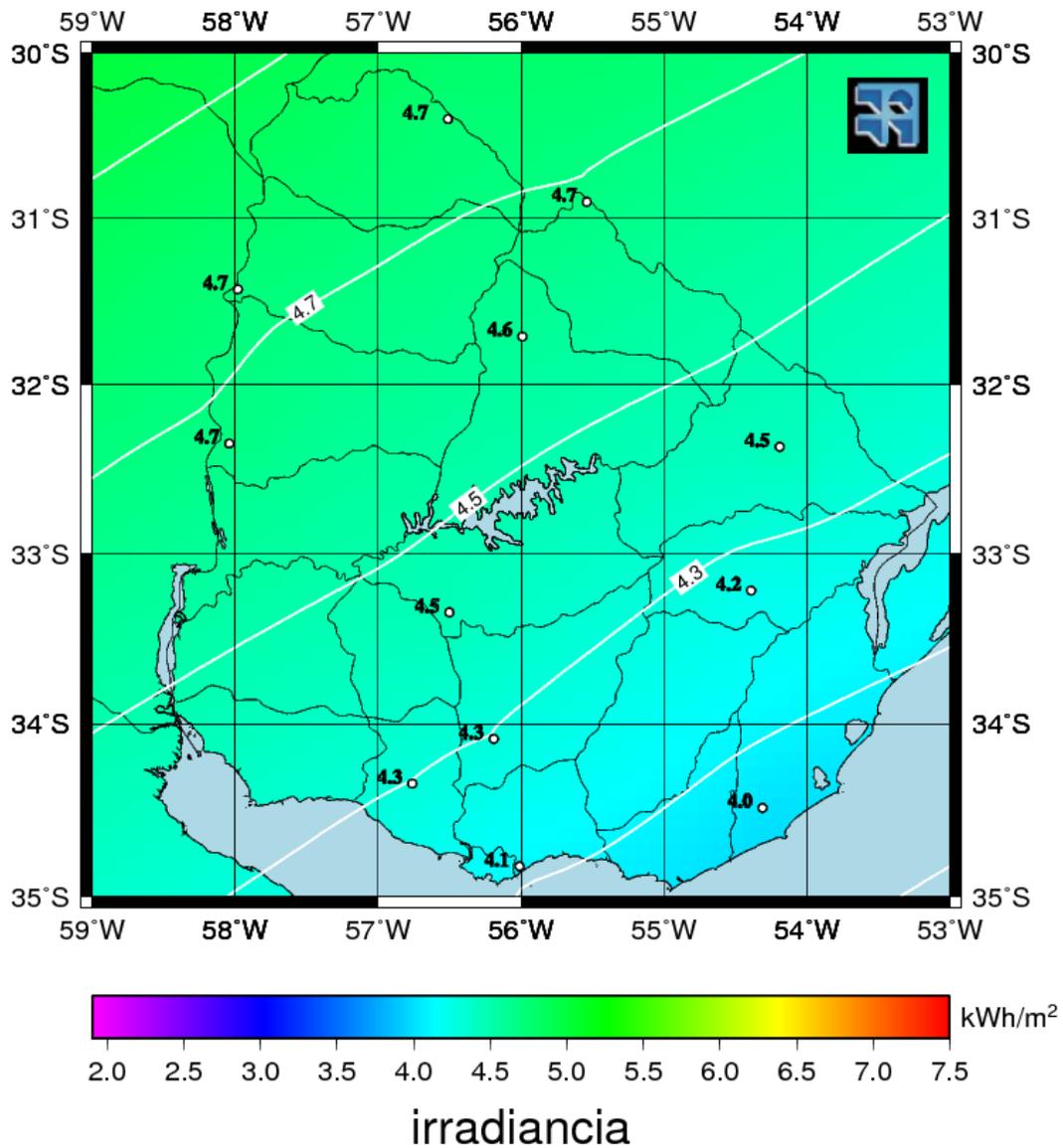
Anexo 1

	<u>2010 (ene-set)</u> <u>CIF USD</u>	<u>2009</u> <u>CIF USD</u>	<u>2008</u> <u>CIF USD</u>	<u>2007</u> <u>CIF USD</u>
<u>Total</u> ⁵⁴ <u>(%)</u>	<u>943.976.714</u> <u>(19,3)</u>	<u>1.089.251.446</u> <u>(19,1)</u>	<u>694.360.664</u> <u>(11,0)</u>	<u>1.087.661.679</u> <u>(22,9)</u>
<u>Crudo</u> <u>(barriles)</u>	<u>679.729.512</u> <u>(8.986.662)</u>	<u>631.887.866</u> <u>(8.027.191)</u>	<u>349.213.287</u> <u>(3.917.842)</u>	<u>597.181.155</u> <u>(9.319.663)</u>
<u>Gas Natural</u> <u>(m³)</u>	<u>3.696.340</u> <u>(7.537.829)</u>	<u>6.560.601</u> <u>(8.762.755)</u>	<u>17.297.383</u> <u>(55.022.432)</u>	<u>9.348.617</u> <u>(>45.000.000)</u>
<u>Gasoil</u> <u>(m³)</u>	<u>177.654.580</u> <u>(321.965)</u>	<u>360.661.358</u> <u>(>500.000)</u>	<u>223.561.628</u> <u>(358.572)</u>	<u>277.447.669</u> <u>(529.864)</u>
<u>Fueloil</u> <u>(m³)</u>	<u>3.335.331</u> <u>(9.150)</u>	<u>22.508.213</u> <u>(61.749)</u>	<u>60.993.836</u> <u>(-)</u>	<u>119.601.640</u> <u>(-)</u>
<u>Gas Líquido de Petróleo</u> <u>(ton)</u>	<u>3.228.364</u> <u>(3.780)</u>	<u>1.728.553</u> <u>(1.330)</u>	<u>5.589.280</u> <u>(5.949)</u>	<u>1.187.970</u> <u>(1.186)</u>

⁵⁴ La línea "total" corresponde al monto total de importaciones de Uruguay en cada período. Además, se detalla la proporción (%) del monto de las importaciones realizadas por ANCAP sobre el monto total de importaciones.
(Cuadro elaborado por los autores según datos de URUNET).

Anexo 2

Promedio anual



Mapa Solar del Uruguay, elaborado por la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República.

Anexo 3

Venta (GWh)	Residencial	General	Grandes Consumidores	Medianos Consumidores	Otras Multihorario	Alumbrado Público	Total ⁵⁵
2008	2.851	661	2.116	1.116	85	222	7.051
2007	2.916	726	2.059	1.034	64	222	7.021

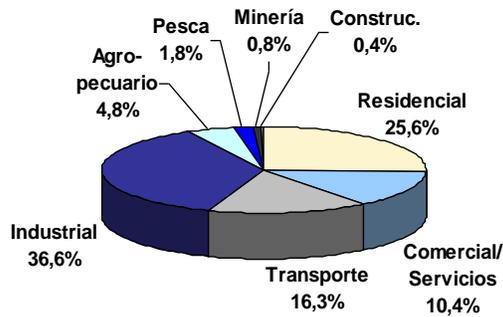
⁵⁵ Existen algunas diferencias en el total, muy poco significativas, entre la cifra que se publica por energía vendida y este cuadro, que también está en la Memoria de UTE.

Anexo 4

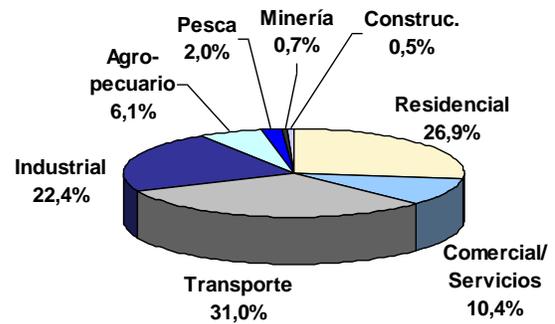
Gráficos publicados por la DNETN (MIEM), en el trabajo “Estudio de consumo y uso de la energía, año 2006”.

Consumo de energía neta y útil por sectores, año 2006.

Energía neta

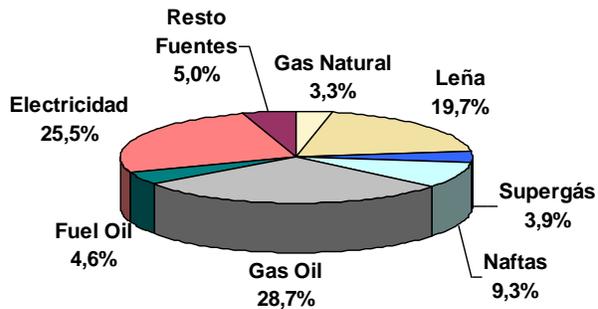


Energía útil

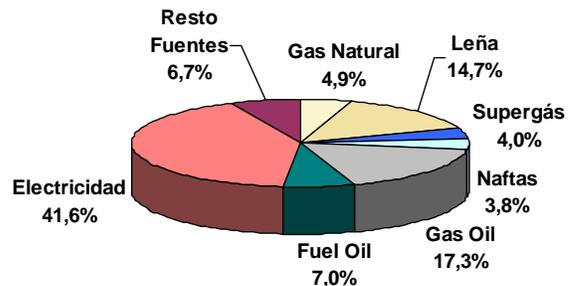


Consumo final de energía neta y útil por fuentes, año 2006.

Energía neta

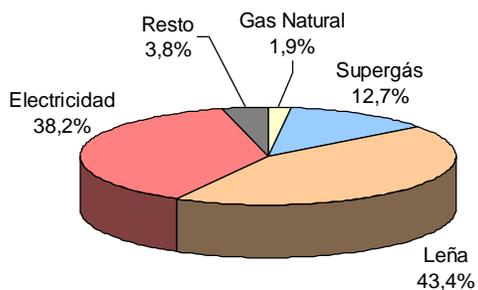


Energía útil

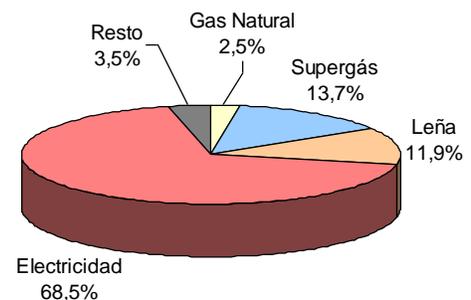


Sector Residencial. Participación de las fuentes en el consumo de energía.

Energía neta
(7.880 GWh)



Energía útil
(3.287 GWh)



Anexo 5

		Tariff level in 2008 [€ Cents/kWh] and duration of support for different technologies						
Country		Small hydro	Wind onshore	Wind offshore	Solid biomass	Biogas	PV	Geothermal
Austria (fixed)		3.2 – 5.7 10–15 yrs.	7.8 10–15 yrs.	–	11.3 – 15.7 10–15 yrs.	11.5 – 17.0 10–15 yrs.	32.0 – 49.0 10–15 yrs.	7.4 10–15 yrs.
Bulgaria (fixed)		4.1 – 4.4 –	8.0 – 9.0 –	– –	8.3 – 11.0 –	8.3 – 9.4 –	36.7 – 40.0 –	– –
Cyprus (fixed)		6.3 no limit	9.2 15 yrs.	9.5 15 yrs.	6.3 no limit	6.3 no limit	20.4 – 38.6 15 yrs.	–
Czech Republic	(fixed)	6.6 – 9.9 15 yrs.	9.4 – 12.5 15 yrs.	–	9.3 – 16.1 15 yrs.	8.9 – 14.9 15 yrs.	25.1 – 51.5 15 yrs.	17.2 15 yrs.
	(premium)	2.0 – 5.4 15 yrs.	7.1 – 10.3 15 yrs.	–	4.4 – 11.2 15 yrs.	4.0 – 10.0 15 yrs.	22.0 – 48.4 15 yrs.	12.9 15 yrs.
Denmark (fixed)		–	–	–	8.0 10 yrs.	8.0 10 yrs.	20.0 – 25.0 20 yrs.	6.9 20 yrs.
Estonia	(fixed)	7.42 12 yrs.	7.42 12 yrs.	7.42 12 yrs.	7.42 12 yrs.	7.42 12 yrs.	7.42 12 yrs.	7.42 12 yrs.
	(premium)	11.0 12 yrs.	11.0 12 yrs.	11.0 12 yrs.	11.0 12 yrs.	11.0 12 yrs.	11.0 12 yrs.	11.0 12 yrs.
France (fixed)		6.6 – 8.6 20 yrs.	8.2 15 yrs.	13.0 20 yrs.	4.9 – 6.1 15 yrs.	4.5 – 14.0 15 yrs.	30.0 – 55.0 20 yrs.	12.0 – 15.0 15 yrs.
Germany ¹⁾ (fixed)		7.65 – 12.67 20 yrs.	9.2 20 yrs.	13.0 – 15.0 20 yrs.	7.79 – 22.67 ²⁾ 20 yrs.	7.79 – 29.67 ²⁾ 20 yrs.	31.94 – 43.01 20 yrs.	10.5 – 20.0 20 yrs.
Greece (fixed)		7.3 – 8.5 12 yrs.	7.3 – 8.5 12 yrs.	9.0 12 yrs.	7.3 – 8.5 12 yrs.	7.3 – 8.5 12 yrs.	40.0 – 50.0 12 yrs.	7.3 – 8.5 12 yrs.
Hungary (fixed)		10.5 no limit	10.5 no limit	–	10.5 no limit	10.5 no limit	10.5 no limit	10.5 no limit
Ireland (fixed)		7.2 15 yrs.	5.7 – 5.9 15 yrs.	5.7 – 5.9 15 yrs.	7.2 15 yrs.	7.0 – 7.2 15 yrs.	–	–
Italy (fixed)		22.0 ³⁾ 15 yrs.	22.0 ³⁾ 15 yrs.	–	22.0–30.0 ³⁾ 15 yrs.	18.0–30 ³⁾ 15 yrs.	44.5 – 49.0 20 yrs.	20.0 ³⁾ 15 yrs.
Latvia (fixed)		11.0 – 14.1 10 yrs.	12.6 – 13.0 10 yrs.	–	13.0 – 16.7 10 yrs.	13.0 – 16.7 10 yrs.	–	–
Lithuania (fixed)		5.8 10 yrs.	6.4 10 yrs.	6.4 10 yrs.	5.8 10 yrs.	5.8 10 yrs.	–	–
Luxembourg (fixed)		7.8 – 10.3 10 yrs.	7.8 – 10.3 10 yrs.	–	10.4 – 12.8 10 yrs.	10.4 – 12.8 10 yrs.	28.0 – 56.0 10 yrs.	–
Netherlands (fixed)		–	–	–	14.7 10 yrs.	–	–	–
Portugal (fixed)		7.5 – 7.7 15 yrs.	7.4 – 7.5 15 yrs.	7.4 15 yrs.	10.2 – 10.9 15 yrs.	11.5 – 11.7 15 yrs.	31 – 47 15 yrs.	–
Slovakia (fixed)		6.0 – 8.4 12 yrs.	5.1 – 8.8 12 yrs.	–	7.9 – 12.9 12 yrs.	6.5 – 7.9 12 yrs.	25.1 12 yrs.	9.3 12 yrs.
Slovenia	(fixed)	6.0 – 6.2 10 yrs.	5.9 – 6.1 10 yrs.	–	6.8 – 7.0 10 yrs.	5.0 – 12.1 10 yrs.	6.5 – 37.5 10 yrs.	5.9 10 yrs.
	(premium)	8.2 – 8.4 10 yrs.	8.1 – 8.3 10 yrs.	–	9.0 – 9.2 10 yrs.	6.7 – 14.3 10 yrs.	8.7 – 39.7 10 yrs.	8.1 10 yrs.

Anexo 6

Renewable energy source		Range of performance	Feed-in tariff in €/MWh				Degresion ³
Solar			installed on buildings	integrated in the façade of buildings	all other systems		5% 6.5% from 2006 in "all other systems"
		<30 kW	574	624	457		
		30 kW-100 kW	546	596			
		>100 kW	540	590			
Biomass			general	renewable resources	CHP	Used wood 1.7.2006	1.5%
		< 150 kW	115	175	135		
		150 -500 kW	99	159	119		
		500 kW - 5 MW	89	129 (114 for wood)	109	39	
		5 MW - 20 MW	84	84	104		
Hydro	large	< 500kW	77				1%
		500kW - 10MW	66				
		10MW - 20MW	61				
		20MW - 50MW	46				
		50MW – 150MW	37				
	small	500 kW	97				-
		5 MW	66				
Geothermal		5 MW	150				1% starting in 2010
		10 MW	140				
		20 MW	90				
		>20 MW	72				
Wind	off-shore		installed before 31.12.2010 for 12 years	installed after 31.12.2010 and after 12 years		2% after 2008	
			91	619			
	on-shore		for at least 5 years after installation	after, time depending on yield of system		2%	
			87	55			
Landfill gas, sewage gas, Mine gas				using specific innovative technologies		1.5%	
		500 kW	77	96			
		500 kW - 5 MW	66	86			
		> 5 MW	Market price is paid for the capacity above 5 MW				

⁵⁶ Tarifas por tecnología y tipo de instalación, año 2004.

⁵⁶ Held, Anne et al.; "Feed-In Systems in Germany and Spain and a comparison", pág. 6 (tabla 1).

Bibliografía

Lin, Justin Yifu. “*New Structural Economics, A framework for Rethinking Development*”. 2009. 51 págs. Working paper. Disponible en: http://siteresources.worldbank.org/INTMACRO/Resources/NewStructuralEconomics_JLin.pdf

Alvarenga, Beatriz y Máximo, Antônio. “*Física General*”. Cuarta edición. México. Oxford University Press. 1998.

Canabal, Cecilia et al. “*Energía y cambio climático- Hacia la construcción de una matriz energética sustentable*”. Montevideo. REDES-AT, Programa Uruguay sustentable. 2009. Disponible en: <http://www.redes.org.uy/wp-content/uploads/2009/06/energia.pdf>

Tester, Jefferson et al. “*Sustainable Energy, Choosing Among Options*”. Londres, Inglaterra: *The MIT Press*, 2005. 836 págs.

Joubanoba, Ariel y Campanella, Walter. 2008. “*Rumbo a la autonomía energética. Diversificación y generación electronuclear*”. Montevideo, Uruguay.

Nicholson, Walter. “*Teoría Microeconómica, Principios Básicos y Aplicaciones*”. Octava edición. España: Ed. Thomson, 2005.

Klein, Arnel; B. Pfluger, A. Held, M. Ragwitz, G. Resch, T. Faber. “*Evaluation of different feed-in tariff design options – Best practice paper for the International Feed-In Cooperation*”. Segunda edición, Fraunhofer ISI and EEG. 2008. Disponible en: www.worldfuturecouncil.org/.../best_practice_paper_final.pdf [Setiembre, 2010]

Held, Anne; M. Ragwitz, C. Huber, G. Resch, T. Faber, K. Vertin (2008). “*Feed-In Systems in Germany, Spain and Slovenia - A comparison*”. Working Paper de la *International Feed-in Cooperation*, Disponible en: www.feed-in-cooperation.org/.../ific_comparison_of_fit-systems_de_es_sl.pdf [Setiembre, 2010]

CME. Documento de la Comisión Multipartidaria de Energía. Disponible en: http://www.acde.org.uy/eventos/articulos/MultipartidariaEnergia_25-02-2010.pdf

Deloitte Review, “*Energy Predictions 2010*”. Estudio de predicciones de la consultoría internacional *Deloitte*. Disponible en: http://www.deloitte.com/assets/Dcom-Greece/Local%20Assets/Documents/Attachments/Energy/Energy%20predictions_2010.pdf

Observ'ER. “*La production d'électricité d'origine renouvelable Dans le monde*”. Onceavo inventario, edición 2009. Paris, Francia: Ed. *L'Observatoire des Energies Renouvelables*. 2009. Disponible en: <http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/html/inventaire/Fr/preface.asp>

Páginas web consultadas

IEA. International Energy Agency. Organización intergubernamental que actúa como asesor de política energética para con 28 países miembros.
<http://www.iea.org/>

Memoria anual de UTE. Disponible en
http://www.ute.com.uy/info_institucional/memoria/Memoria_2008.pdf

DNETN. Estudios de consumo y usos de la energía, de la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear, DNETN (Ministerio de Industria, Energía y Minería, MIEM). Disponibles en
<http://www.miem.gub.uy/portal/hgxpp001?5,6,294,O,S,0,MNU;E;94;1;MNU>

DNETN. Análisis de rentabilidad de parques eólicos de gran escala en Uruguay. Programa de Energía Eólica, DNETN (Ministerio de Industria, Energía y Minería, MIEM). Disponible en
<http://www.energiaeolica.gub.uy/uploads/Microsoft%20Word%20-%20Gran%20escala%2020100829.pdf>