

UNIVERSIDAD SAN FRANCISCO DE QUITO

COLEGIO DE ADMINISTRACIÓN Y ECONOMÍA

Análisis de las energías renovables no convencionales (ERNC), situación actual y costos de producción con énfasis en los tipos de generación más comunes: Energía Solar Fotovoltáica, Energía Hidroeléctrica, Energía Eólica y Biomasa

PEDRO JOSÉ RICAURTE RODRÍGUEZ

NICOLÁS VÁSCONEZ, Ph.D., Director de Tesis

Tesis de grado presentada como requisito
para la obtención del título de Licenciado en Administración de Empresas

Quito, abril de 2015

UNIVERSIDAD SAN FRANCISCO DE QUITO
COLEGIO DE ADMINISTRACIÓN Y ECONOMÍA

HOJA DE APROBACIÓN DE TESIS

Análisis de las energías renovables no convencionales (ERNC), situación actual y costos de producción con énfasis en los tipos de generación más comunes: Energía Solar Fotovoltáica, Energía Hidroeléctrica, Energía Eólica y Biomasa

PEDRO JOSÉ RICAURTE RODRÍGUEZ

Nicolás Vásconez, Ph.D.
Director de Tesis

.....

Thomas Gura, Ph.D.
Decano del Colegio de Administración
y Economía

.....

Quito, abril de 2015

© DERECHOS DE AUTOR

Por medio del presente documento certifico que he leído la Política de Propiedad Intelectual de la Universidad San Francisco de Quito y estoy de acuerdo con su contenido, por lo que los derechos de propiedad intelectual del presente trabajo de investigación quedan sujetos a lo dispuesto en la política.

Asimismo, autorizo a la USFQ para que realice la digitalización y publicación de este trabajo de investigación en el repositorio virtual, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación superior.

Firma:

Nombre: Pedro José Ricaurte Rodríguez

C.I.: 171139681-0

Fecha: Quito, abril de 2015

Dedicatoria

Para Domingo, la que me conoce, me acompaña y entiende.... Con todo el Amor del Mundo –
Hasta la luna y de regreso.

Agradecimiento

A mis papas y Carolina, que con santa paciencia me apoyan en todo lo que me planteo. Y a Dios por ponerles en mi camino.

Resumen

En este estudio se analiza la evolución de las energías renovables no convencionales (ERNC) y la situación actual de las mismas a nivel internacional, así como sus costos generales; y la reducción de las emisiones de CO₂ en cada una de las tecnologías comparativamente con los métodos tradicionales que han utilizado petróleo o carbón cientos de años. Se ha tomado en consideración información general a nivel mundial, pero sobre todo de la Unión Europea y Estados Unidos debido al desarrollo de estas tecnologías en estos lugares, donde existe un mayor desarrollo tecnológico con objetivos claros como la reducción del daño al medio ambiente. Adicionalmente se analiza la situación de los diferentes recursos renovables disponibles; y en cuál de estos deberíamos prestar mayor atención desde un punto de vista ecológico pero también económico. Y de esta manera equiparar el mix energético.

Abstract

In this paper the evolution of Renewable Energy and its present day situation, at an international consideration have been analyzed. Also their overall costs were evaluated and compared within each other. The decrease of CO₂ emissions of each technology came to compar with traditional process that have been used oil and coal for centuries. General information around the world was taken into consideration, especially from Europe and United States, where there is a much further development of these technologies. Like for example, the markdown in the environmental damage. In addition to this, the situation of the various renewable resources is analyzed, and in which of them should we need to pay more attention, in order to take advantage of in an ecologic and economic point of view. Finally these considerations end up, achieving a vision on the way that Renewable Energy could equate the Energy Mix.

Tabla de contenidos

1	Introducción	11
1.1	Uso actual y potencial teórico de las energías convencionales y renovables	11
1.2	Evolución de las tasas de emisión de CO ₂ e influencia en el cambio climático	15
1.3	Costos de producción de combustibles y electricidad a partir de fuentes de energía renovable	17
1.4	Estado de desarrollo tecnológico de las tecnologías renovables y de captura de CO ₂	19
2	Energía Solar Fotovoltaica.....	20
2.1	Descripción general.....	20
2.2	Estado actual de la tecnología	22
2.2.1	Células de silicio cristalino:.....	22
2.2.2	Células de lámina delgada:.....	23
2.2.3	Células de tercera generación:.....	23
2.2.4	Células orgánicas:.....	23
2.3	Eficiencias y áreas requeridas	24
2.4	Etapas de desarrollo	25
2.5	Costos actuales y futuros escenarios.....	25
2.6	Payback energético, emisiones de CO ₂ y costos externos.....	26
2.7	Tendencias tecnológicas futuras.....	27
3	Energía hidroeléctrica	27
3.1	Descripción general.....	27
3.2	Estado actual de la tecnología	30
3.2.1	Turbinas.....	30
3.2.2	Pequeños sistemas hidroeléctricos (turbinas en sistemas con caída pequeña)	31
3.2.3	Sistemas hidroeléctricos de río fluyente (sin embalse)	32
3.3	Sistemas con huella medioambiental reducida	32
3.4	Sistemas de gestión del agua.....	34
3.5	Costos actuales y futuros escenarios.....	34
3.6	Tasa de retorno energético, emisiones de CO ₂ y costos externos	35
3.7	Tendencias tecnológicas futuras.....	36
3.7.1	Turbinas.....	36
3.7.2	Grandes sistemas hidroeléctricos	37
3.7.3	Pequeños sistemas hidroeléctricos (turbinas en sistemas con caída pequeña)	37
3.7.4	Sistemas hidroeléctricos en río fluyente (sin embalse)	37
3.7.5	Sistemas con huella medioambiental reducida.....	38
3.8	Sistemas de gestión del agua.....	38
4	Energía eólica	38
4.1	Descripción general.....	38
4.2	Estado actual de la tecnología	40
4.2.1	Turbinas onshore	40
4.2.2	Turbinas offshore.....	42
4.3	Etapas de desarrollo	44
4.4	Costos actuales y futuros escenarios.....	45
4.4.1	Costos de las turbinas y costos totales.....	45
4.4.2	Costos de operación y mantenimiento (O&M)	45

4.4.3	Costo de energía eléctrica.....	46
4.4.4	Payback energético, emisiones de CO2 y costos externos	47
4.5	Tendencias tecnológicas futuras.....	48
4.5.1	Turbinas onshore	48
4.5.2	Microturbinas y turbinas urbanas	48
4.5.3	Almacenamiento de energía eólica mediante aire comprimido (CAES).....	50
4.5.4	Turbinas offshore.....	50
4.5.5	Cimentación offshore	51
4.5.6	Logística offshore.....	52
4.6	Hitos en innovación.	52
4.6.1	Góndolas localizadas a nivel del suelo	52
4.6.2	Torres híbridas de hormigón-acero de 100 – 150 m.....	53
4.6.3	Aerogeneradores flotantes	53
4.6.4	Integración directa CAES/eólica	54
5	Biomasa.....	54
5.1	Descripción general.....	54
5.2	Estado actual de la tecnología	56
5.2.1	Cultivos energéticos	56
5.2.2	Técnicas de cultivo	56
5.2.3	Cosecha, almacenamiento y transporte.	57
5.2.4	Combustión.....	59
5.2.5	Co-combustión	60
5.2.6	Gasificación.....	61
5.2.7	Digestión anaeróbica	61
5.3	Etapas de desarrollo	62
5.4	Costos actuales y futuros escenarios	63
5.5	Tasa de retorno energético, emisiones de CO2 y costos externos	65
5.6	Tendencias tecnológicas futuras.....	66
5.6.1	Cultivos energéticos	66
5.6.2	Técnicas de cultivo	67
5.6.3	Cosecha, almacenamiento y transporte	67
5.6.4	Combustión.....	69
5.6.5	Co-combustión	70
5.6.6	Gasificación.....	70
5.6.7	Digestión anaeróbica	71
5.7	Hitos en preproducción.....	72
5.7.1	La mayor planta de potencia eléctrica del Mundo accionada por biomasa.	72
5.7.2	Nuevas estrategias para aumentar la producción de biogás a partir de aguas residuales. .	72
5.8	Hitos en innovación	73
6	CONCLUSIONES	74
7	REFERENCIAS.....	76

1 Introducción

El presente estudio pretende facilitar a expertos e interesados información tecnológica actualizada del sector de las energías renovables y de cambio climático, haciendo especial incidencia en datos numéricos de producción y costos, así como las tendencias tecnológicas con más futuro en el sector. También pretende generar un foro de debate que permita impulsar una constante actualización de contenidos, así como servir de elemento catalizador de consensos y avances en este sector.

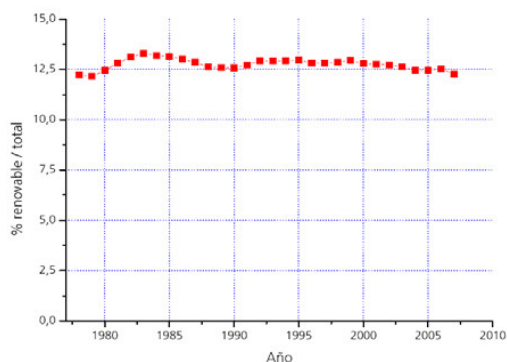
El estudio comienza con un primer capítulo dedicado al análisis del estado actual y costos de producción de energía a partir del conjunto de fuentes convencionales y renovables, así como distintos indicadores relacionados con las emisiones de CO₂ y su impacto medioambiental.

Realicé un estudio más detallado de las fuentes de energía renovables no convencionales (ERNC) más conocidas desde el punto de vista tecnológica hasta el momento: Energía Solar Fotovoltáica, Energía Hidroeléctrica, Energía Eólica, y Biomasa. En cada una de las tecnologías en mención, se trata de dar una descripción general de la misma, procediendo también a analizar el estado actual de las subtecnologías que la integran, en sus distintas etapas. Además se analizan los costos actuales de cada una de las tecnologías y una proyección de los costos futuros. Se considera una descripción de las tendencias tecnológicas, datos destacados en preproducción e innovación.

1.1 Uso actual y potencial teórico de las energías convencionales y renovables

Aunque resulte sorprendente, el porcentaje de energía primaria a nivel mundial suministrada a partir de fuentes de energía renovable frente al total se ha mantenido prácticamente constante en los últimos 30 años (figura 1a). Esto no significa que no ha habido un crecimiento significativo de esta forma de producir energía a escala global, sino que las tasas de crecimiento de la energía primaria producida a partir de fuentes convencionales también ha crecido a un ritmo muy similar (figura 1b).

1.a



1.b

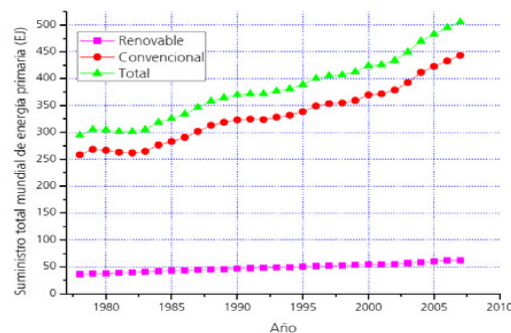


Figura 1.- (a) Porcentaje de energía primaria a nivel mundial suministrada a partir de fuentes de energía renovable; y (b) evolución del suministro de energía primaria a partir de fuentes de energía renovable, convencionales y total (elaboración propia a partir de estadísticas IEA).

Por otra parte, si deshacemos en tipos de fuentes de energía renovable y convencional la evolución mostrada en la figura 1b, se puede comprobar cómo resulta muy distinta la evolución de cada una de ellas en los últimos 30 años (Tabla 1). En relación a las fuentes de energía renovables se puede considerar que se encuentra estancada la energía oceánica, mientras que la energía hidráulica, geotérmica y de biocombustibles crecen a ritmos moderados. Por otra parte, la energía solar y eólica crecen de forma muy abrupta. En el ámbito de las energías, la energía nuclear se encuentra muy estabilizada desde la década de los noventa, la energía del petróleo mantiene crecimientos moderados, el carbón y el gas natural crecen de forma más rápidamente, y la obtención de energía de los residuos empieza a despegar, aunque de una manera calmada en los últimos años.

Recurso	Uso actual (2007) (EJ/año)	% total (2007)	% incremento (2007/2006)	Potencial técnico (EJ/año)
Biomasa	47,79	9,46	-0,86	9.260
Solar	0,40	0,08	18,79	833400 (continental)
Geotérmica	2,05	0,41	4,50	4.630
Hidráulica	11,09	2,19	1,38	463
Océanos	0,002	0,0004	0,00	926
Eólica	0,61	0,12	33,25	92600
TOTAL RENOVABLE	61,97	12,26	0,07	941279
Gas atural	105,58	20,89	4,65	
Carbón	133,51	26,42	4,35	
Petróleo	173,13	34,26	0,61	
Uranio	29,71	5,48	-0,65	
Residuos	1,50	0,30	4,15	
TOTAL CONVENCIONAL	443,43	87,74	2,44	

Tabla 1.- Evolución 1978-2007 de los suministros de energía primaria total a partir de los distintos tipos de fuentes convencionales y renovables (elaboración propia a partir de estadísticas IEA).

De acuerdo a la IEA (International Energy Agency), este comportamiento se puede analizar con más detalle a partir de los últimos datos disponibles (de acuerdo al año 2010), donde se muestra también el porcentaje que representa cada fuente con respecto al total, el incremento de cada fuente con respecto al año anterior, y el potencial técnico que ofrece cada una de las fuentes de energía renovable a escala global. De esta forma, se comprueban los importantes ritmos de crecimiento de la energía solar y eólica en el último año disponible. Aunque ninguna de estas tecnologías alcance el 1% del suministro energético a nivel mundial. En el caso de las fuentes convencionales se confirman los importantes crecimientos en carbón y gas natural, así como en la valorización energética de residuos, aunque en este caso su aportación es muy pequeña. Vale la pena contrastar el potencial técnico de las distintas fuentes de energía renovable, en todos los casos superior a los valores de suministro de energía primaria total a partir de fuentes convencionales, demostrando unos valores de aprovechamiento actualmente ínfimos en la mayoría de los casos.

Adicionalmente se ha definido que la fuente de energía renovable con mayor potencial es la energía solar (considerando sólo la superficie terrestre por encima del nivel del mar), seguido de la energía eólica. También se puede comprobar que los valores de suministro global de energía primaria ya han superado al potencial global de energía hidráulica.

En relación a las reservas probadas de las distintas fuentes de energía fósil y uranio, las últimas estadísticas publicadas por la revista *The Economist* en su artículo *Getting Warmer* de Diciembre del año 2009, indican que existen reservas al 1 de enero de 2009 de $1.34 \cdot 10^{12}$ barriles de petróleo, $6.25 \cdot 10^{15}$ pies cúbicos de gas natural, $8.47 \cdot 10^{11}$ toneladas de carbón(2010) y $5.47 \cdot 10^6$ toneladas de uranio (2009).

Utilizando los factores de conversión correspondientes para pasarlos a exajulios en el caso de gas natural, carbón y petróleo, y considerando el consumo de toneladas de uranio en 2010 en relación con la energía nuclear producida en ese mismo año, podemos hacer una estimación del número de años que pueden cubrir las reservas probadas publicadas, tanto a ritmo de consumo de 2007 como considerando, además, la media de incremento anual en el suministro de carbón (+ 4,80%), petróleo (+ 1,44%), gas natural (+ 2,72%) y uranio (+ 0,69%) en el período 2000 – 2007 (Figura 2).

Así, de acuerdo con los resultados publicados en el Oil & Gas Journal de Enero del 2008, aunque las reservas probadas de carbón se estiman que son las que más años pueden cubrir el suministro al ritmo actual (149 años), dado que es la fuente de energía convencional que crece a un ritmo mayor, si consideramos el crecimiento sostenido de los últimos ocho años las reservas sólo podrían cubrir 45 años. De forma equivalente, para el petróleo obtendríamos 48 y 37 años, respectivamente. Para el gas natural 65 y 38 años, y para el uranio 84 y 67 años, respectivamente.

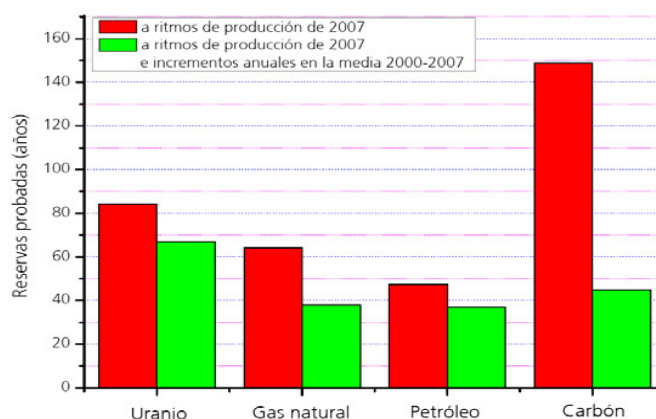


Figura 2.- Reservas probadas de fuentes de energía convencional en términos de años al ritmo de suministro de 2007 estabilizado y a ritmo de suministro de 2007 incrementado anualmente según el valor medio anual del incremento producido entre los años 2000-2007 (Datos de Oil & Gas Journal).

Estas expectativas de agotamiento de las fuentes de energía convencional no son nuevas, habiéndose ya planteado desde hace muchos años escenarios de escasez de combustibles fósiles, especialmente de petróleo. Dichos escenarios van siendo analizados cada vez de forma más rigurosa, estimando de forma paralela tanto el momento en que se producirá el pico de producción con las distintas fuentes de energía convencional, como de qué manera las distintas fuentes de energía renovable irán sustituyendo a las convencionales (figura 3). Para esto, la EIA estudió tendencias de producción histórica de 800 campos petrolíferos individuales.

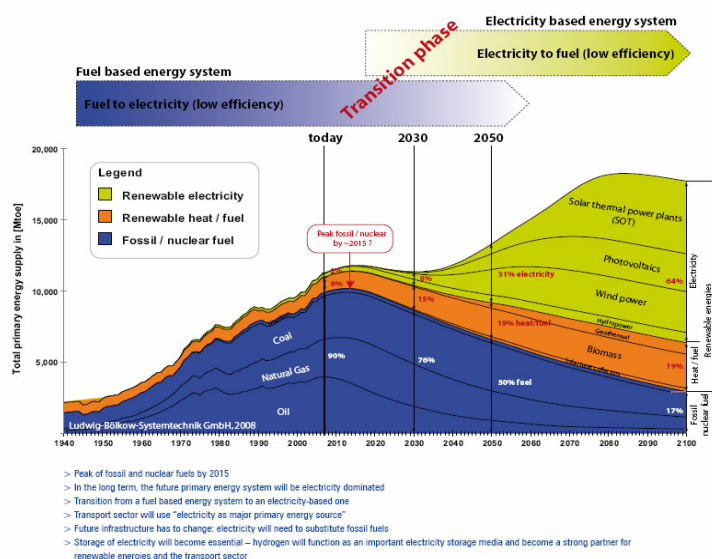


Figura 3.- Descripción de la posible evolución en la producción de energía a partir de fuentes convencionales y renovables.

En este sentido, el debate sobre la evolución futura de la producción de energía a través de fuentes convencionales adquiere especial relevancia, sobre todo considerando que la producción de petróleo obtenido de forma convencional alcanzará su pico en 2020 si la demanda sigue creciendo al ritmo actual. De este modo, la misma EIA plantea escenarios en los que la producción dejará de crecer antes de llegar a 2030.

1.2 Evolución de las tasas de emisión de CO₂ e influencia en el cambio climático

El incremento del consumo energético a escala global asociado a nuestro desarrollo económico en los últimos decenios se ve claramente asociado al incremento de las tasas de emisión de CO₂. En este caso es clara la influencia de las crisis económicas en pequeños descensos en las tasas de emisión en 1974, 1980-82, 1990 y, previsiblemente, 2008-09.

Estos incrementos de emisiones de CO₂ están haciendo que el valor promedio de los niveles en la atmósfera terrestre estén aumentando de forma muy importante desde los 280 ppm de la era preindustrial a los 390 ppm en los que nos encontramos en la actualidad (Figura 4).

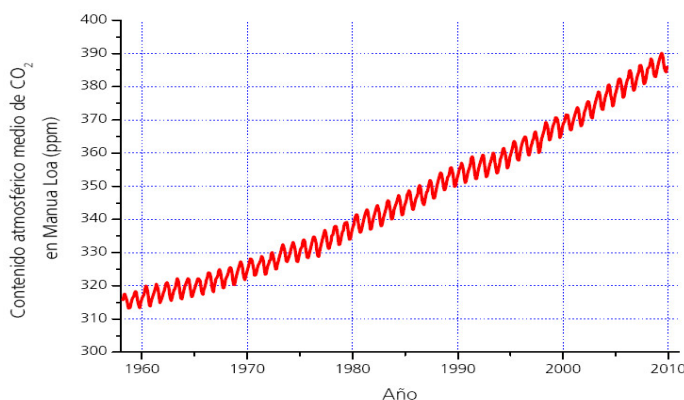


Figura 4.- Valores medios mensuales de composición de CO₂ atmosférico medidos en el Laboratorio de Manua Loa (Hawaii)[11] (elaboración propia).

Según la National Oceanic and Atmospheric Administration del Departamento de Comercio de los Estados Unidos, este incremento del contenido del CO₂ en la atmósfera, no sólo afecta a los valores de temperatura promedio del planeta, sino que también produce un incremento del nivel medio de los océanos y una disminución del área terrestre cubierta por hielo que producirá mayores incrementos de temperatura en función de los niveles de CO₂ en los que se consiga estabilizar la composición atmosférica en un futuro.

Dado que los niveles medios de CO₂ en la atmósfera no se encuentran estabilizados, sino que se encuentran en una clara tendencia al alza, se considera que se producirán mayores aumentos de temperatura, lo cuales dependerán de los niveles de CO₂ estabilizados.

Algunos avances tecnológicos en el sector energético e industrial pueden ayudar a disminuir el ritmo de emisión de CO₂ a la atmósfera, como es la sustitución de centrales de producción de electricidad a partir de carbón y petróleo por centrales de ciclo combinado alimentadas por gas natural. Sin embargo, es evidente que la apuesta más clara para conseguir reducir las tasas de emisión de CO₂ y, con esto estabilizar e incluso reducir el nivel medio de CO₂ en la atmósfera, será a través de tecnología ya desarrollada o en desarrollo que propicie el ahorro y la eficiencia energética. Y también mediante la sustitución de los sistemas de producción de energía a partir de fuentes convencionales por los que están basados en energías renovables; así como tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂.

Algunas medidas derivadas de la aplicación del Protocolo de Kyoto se han tomado para tratar de incentivar a las grandes industrias a reducir sus tasas de emisión de CO₂, como

ha sido la creación de un mercado de derechos de emisión que incentive a consumir energía de forma más eficiente y a mejorar la tecnología aplicada en los procesos industriales (Mc Crone, Angus). Sin embargo, en este mercado los derechos de emisión se han situado en precios muy por debajo de lo esperado inicialmente. Esto a causado que no existan mayores incentivos para la reducción de CO₂, ni tampoco ha sido motivo de incentivo para la introducción de nuevas tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂. Pese a esto, se estima que este mercado ha movido cerca de 125 mil millones de dólares en 2009 y que su actividad ha propiciado que se hayan reducido las emisiones de CO₂ entre un 2% a un 5% al año en relación a lo que sucedería si este mercado no hubiera existido, como se muestra en la figura 5.

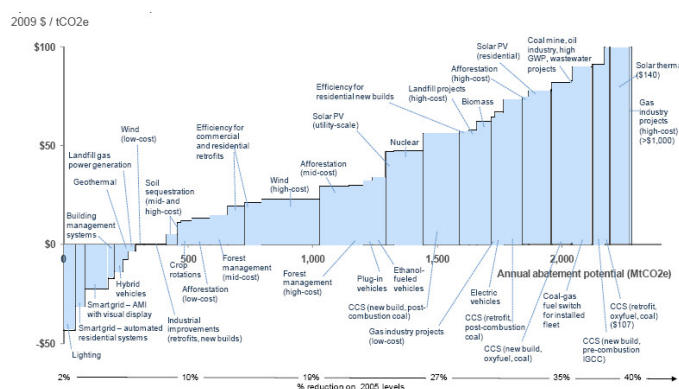


Figura 5.- Evolución del mercado diario de derechos de emisión de CO₂ en el European Climate Exchange.

1.3 Costos de producción de combustibles y electricidad a partir de fuentes de energía renovable

Como es evidente, el suministro de energía primaria alrededor de la tierra se centra, en fuentes de energía fósil. Los precios de mercado de estas fuentes de energía son volátiles, especialmente en el caso del petróleo y el gas natural, lo que determina principalmente, el precio de la energía eléctrica y el de los combustibles derivados del petróleo (Taylor, 2010).

Por otro lado, la evolución del costo de producción de energía a partir de fuentes renovables está relacionada directamente proporcional a la evolución de la tecnología. Aunque también se ve afectada por el costo de las materias primas con las que se fabrican los distintos dispositivos renovables (donde se incluye el precio de los combustibles fósiles), utilizados como parte principal de los mix energéticos por las empresas fabricantes de tecnología renovable, durante sus procesos de fabricación.

A la hora de hacer un análisis de los costos de producción de energía a partir de fuentes renovables, es conveniente realizar una primera división entre producción de electricidad y de combustibles.

Se han considerado costos de producción de electricidad, los cuales cubren inversión y depreciación, operación y mantenimiento durante toda la vida del generador de electricidad, de estudios publicados en el 2011. Estos datos comparan la producción de electricidad a partir del carbón y gas natural con la de energías renovables en ese período. La energía geotérmica se considera como la tecnología más competitiva, aunque restringida debido a las exigencias de su adecuada instalación. Por el otro lado, la tecnología oceánica es la que aún se encuentra más elevada en términos de costos.

Para la comparación de precios entre tecnologías convencionales y renovables en el sector de los combustibles, se ha considerado plasmar en las correspondientes gráficas la evolución de los precios del etanol frente a la gasolina (Figura 6.a) y del biodiesel frente al gasoil (Figura 6.b). Equilibrando las comparaciones en términos de poder calorífico (etanol = 67% lge; biodiésel = 90% diesel equivalent). De esta manera, se puede ver que hacia la mitad del año 2008, cuando el precio del crudo alcanzaba un pico histórico, el precio de los futuros de etanol y gasolina se equilibraban, manteniéndose claramente separados desde entonces. Para el caso del biodiésel no existen datos históricos que nos puedan dar información del comportamiento desde el 2008, pero de los datos de los que si disponemos podemos deducir que la diferencia de precios con el gasoil se mantiene proporcionalmente muy por encima (90% aprox.) que la que se produce entre el etanol y la gasolina (30% aprox.).

6.a



6.b



Figura 6.- Evolución de los precios de distintos combustibles en el mercado de futuros, corrigiendo la diferencia de poder calorífico entre ellos: (a) etanol frente a gasolina; y (b) biodiésel frente a gasoil.

Por último, cuando se tratan los costos de producción de energías renovables, conviene analizar los costos de almacenamiento, específicamente de electricidad, dado que, principalmente, el sol, el viento y algunos de los aprovechamientos de la energía de los océanos, muestran comportamientos imprevisibles frente a la casi total previsión existente desde el punto de vista de la demanda de energía eléctrica.

De esta forma, y pensando en una mayor accesibilidad de las fuentes de energía renovable en las matrices energéticas, conviene analizar los costos de almacenamiento en relación con escenarios en los que se prima la disposición de potencia para cubrir fluctuaciones de la misma en períodos cortos de tiempo. También se debe considerar sistemas con un mayor enfoque en el almacenamiento de energía, con el objetivo de acumular excedentes producidos por fuentes renovables y devolverlos a la red cuando la demanda de energía eléctrica supere a la oferta.

Todos los sistemas de almacenamiento de electricidad introducen costos de capital muy relevantes en el suministro de energía eléctrica, estimándose que cuando la prioridad es el almacenamiento de energía, la mejor opción son las baterías metal-aire. La mejor opción son los condensadores electroquímicos, tomando en cuenta un sistema de almacenamiento que pueda generar gran potencia y de forma rápida (OECD Factbook, 2010).

1.4 Estado de desarrollo tecnológico de las tecnologías renovables y de captura de CO₂

Con el objetivo de poder disponer de una imagen rápida de la situación de las distintas tecnologías, se muestra un esquema (Figura 7) en el que se clasifican las mismas en función del estado de desarrollo en el que estimamos que se encuentran. La clasificación distingue entre las siguientes fases:

Fase 1. Pionera: la tecnología emerge como independiente. Esta fase se caracteriza por un pequeño número de empresas desarrollando la tecnología, principalmente, a través de innovaciones radicales. La primera barrera es crear un producto viable y fiable. El mayor riesgo es tecnológico.

Fase 2. Introducción: se produce la introducción del producto en nichos de mercado. La tecnología resulta ya conocida. Los procesos de innovación se van incrementando y el mayor riesgo es financiero.

Fase 3. Mercado: la tecnología ya es fiable, estandarizada y ya está establecida en el mercado. La competición entre empresas ha hecho que disminuya el número de las mismas. El mayor riesgo del inversor es el propio riesgo del mercado, es decir, conseguir una participación significativa en el mercado.

Fase 4. Competición: el producto es maduro y tiene la oportunidad de competir en igualdad de condiciones con las tecnologías de producción de energía convencional.

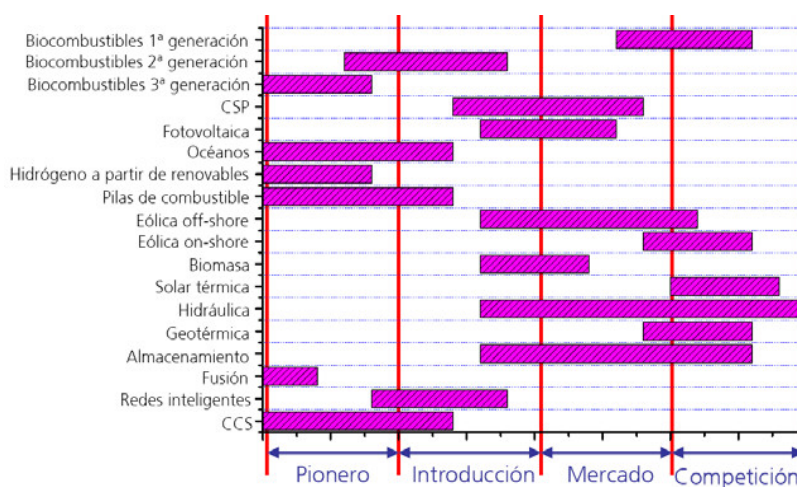


Figura 7.- Estado del desarrollo de cada una de las tecnologías (2009)

2 Energía Solar Fotovoltaica

2.1 Descripción general

La energía solar se puede utilizar para producir energía eléctrica mediante la conversión directa de la radiación solar en una corriente eléctrica a través de las denominadas células solares o células fotovoltaicas. La potencia eléctrica producida puede ser, bien inyectada directamente a la red eléctrica (grid-connected), o bien utilizada in situ (off-grid).

Aunque la cantidad de energía procedente del sol es unas 9.000 veces superior a la consumida por todas las actividades humanas en la tierra, la energía solar fotovoltaica (FV) sólo puede utilizarse parcialmente debido, entre otras cosas, a su baja concentración de potencia, su intermitencia y sus costos, lo que nos conduce a que sólo estemos aprovechando

0,4 exajulios de los 3.900.000 exajulios de energía solar que inciden en la Tierra anualmente (Gremo, 2013). Sin embargo, son considerables las ventajas de este tipo de tecnología, ya que la electricidad se produce “directamente” y, por tanto, no existen en los sistemas fotovoltaicos componentes móviles, por lo que los costos de operación y mantenimiento son relativamente bajos.

Cada célula solar individual tiene una densidad de corriente ($\sim 30 \text{ mA/cm}^2$) y un voltaje ($\sim 0,5 \text{ V}$) de salida muy bajos, por lo que deben conectarse en serie y en paralelo para producir la potencia eléctrica necesaria para las diversas aplicaciones. Uniendo varias células en serie y en paralelo se obtienen los módulos o paneles fotovoltaicos.

Para formar estos módulos hay que encapsular las células bajo condiciones muy precisas para que tengan una vida útil de por lo menos 20 años o más. La eficiencia de los paneles se mide en condiciones similares a las a las que se utilizan para las células.

Tomando en consideración los estudios realizados por Martin Green, y descritos en su estudio “Progress in Photovoltaics” del año 2009, se pueden distinguir tres generaciones distintas de células fotovoltaicas en distinto grado de madurez tecnológica:

- primera generación, basadas en silicio cristalino como tecnología consolidada;
- segunda generación, de lámina delgada como tecnología en desarrollo; y
- tercera generación, basadas en multitud de fenómenos físicos normalmente irradiadas desde sistemas de concentración solar (por lo que es necesario utilizar sistemas de seguimiento), y que se encuentran en fase de investigación y desarrollo.

En la figura 8 se muestra la evolución de la energía eléctrica producida mediante células fotovoltaicas. Como se puede comprobar, en los últimos diez años la producción fotovoltaica de electricidad se ha multiplicado 40 veces.

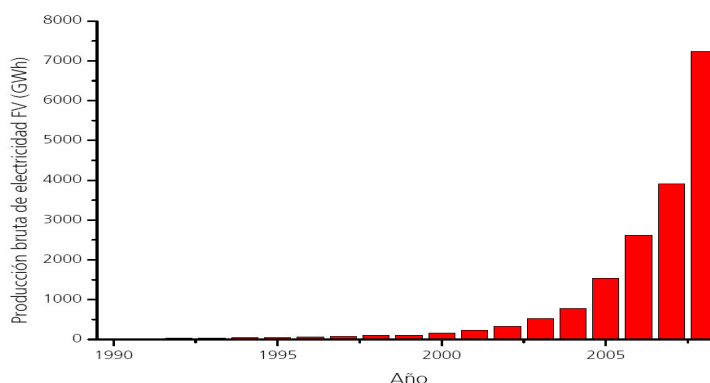


Figura 8.- Evolución de la producción anual de electricidad de origen fotovoltaico en el período 1990 a 2009.

2.2 Estado actual de la tecnología

2.2.1 Células de silicio cristalino:

Son fabricadas a partir de silicio cristalino, en forma de monocristal (c-Si), o multicristalinas (mc-Si) de granos de tamaño bastante grande (frecuentemente alrededor de 1 cm). Estas células dominan el mercado y son denominadas células de primera generación. La máxima eficiencia de este tipo de células llegó al 25%, muy cercano a su límite teórico, a finales de los 90. Se realizó un esfuerzo tecnológico inmenso que disparaba su costo, por lo que la intensidad del trabajo de investigación en esta línea se ha reducido (Green, 2009).

Las células solares mc-Si tienen una eficiencia algo menor que las c-Si, alcanzando un 20,4%. Son menos eficientes, pero sus costos de producción más bajos, por lo que son preferidas en el mercado. Uno de los ahorros en el costo de células solares de silicio cristalino está basado en la fabricación de los sustratos de silicio con un espesor cada vez más fino. Además, con el fin de eliminar las operaciones de corte y pulido de las obleas, se desarrolla la tecnología de “sustratos de silicio en cinta”. La técnica de cinta más avanzada se denomina “Edge-defined film-fed growth” y en ella el silicio fundido sale solidificado a través de un troquel de carbono formando una cinta (Green, 2009).

2.2.2 Células de lámina delgada:

Estas láminas, cuentan con un ahorro importante de material semiconductor. A pesar de que su eficiencia no es demasiado baja y que sus costos de producción son relativamente bajos, estas células aún se utilizan menos que las de primera generación para producir electricidad. Pero se espera que su uso crezca mucho en los próximos años. El inconveniente mayor de estos módulos se debe a la inestabilidad de los parámetros eléctricos de salida de las células, los cuales pueden disminuir en cerca del 20% después de un uso prolongado, causando pérdidas de generación y facturación demasiado elevadas para un proyecto de generación fotovoltaico (Gremo, 2013)

Células en lámina delgada, pueden depositarse químicamente a partir de soluciones acuosas, o más recientemente por evaporación de CdTe sobre un sustrato. Un problema muy importante que presenta este tipo de células se debe a los rigurosos controles medioambientales para los elementos tóxicos, como el cadmio. También la escasez del telurio limita de producción.

2.2.3 Células de tercera generación:

Este tipo de células están basados en multitud de nuevas estructuras electrónicas que permiten incrementar la eficiencia de las células. Cabe destacar entre ellas las estructuras multiunión, con las que se han alcanzado los mayores valores de eficiencia, actualmente con configuraciones de tres uniones, alcanzando hasta ese entonces el nivel más alto con un 41,1% (Gremo, 2013).

2.2.4 Células orgánicas:

Dentro de este tipo de células se pueden distinguir las denominadas de colorante y el resto de células orgánicas. El desarrollo de las células de colorante se puede considerar que empezó a principios de los años 90, logrando alcanzar una eficiencia máxima actualmente de un 10,4%. El desarrollo de las células orgánicas comienza con más intensidad en el año 2001, alcanzando valores máximos de eficiencia aún muy bajos (6,0%). Lo más importante de este tipo de células es su bajo costo de producción, aunque existen demasiados problemas en cuanto a su durabilidad, así como una constante necesidad por incrementar el rendimiento (Gremo, 2013).

2.3 Eficiencias y áreas requeridas

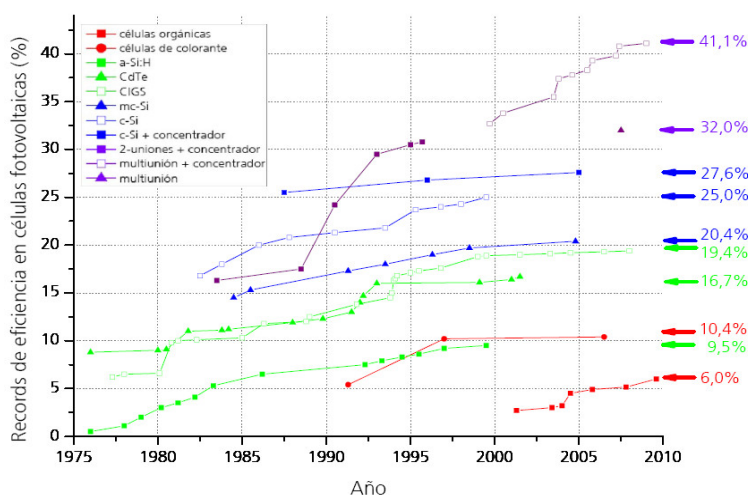


Figura 9.- Progreso a escala investigación de las eficiencias de dispositivos fotovoltaicos.

La evolución en la eficiencia de las células solares producidas en los laboratorios desde el año 1976 hasta la actualidad se muestra en la figura 9. Claramente se puede apreciar, el incremento de la eficiencia en las últimas décadas ha sido espectacular, principalmente en células multiunión. En el caso de las células solares de silicio, ya se obtiene una eficiencia cercana a su límite teórico. Sin embargo las células solares de lámina delgada (segunda generación) aún están muy lejos de este límite.

Por último, las células basadas en nuevas tecnologías como las orgánicas, están todavía en fase de desarrollo y presentan un rendimiento bajo, aunque con excelentes proyecciones para crecer en el futuro.

Datos tomados de la Energy Information Administration y del Operador del Mercado Ibérico de Energía, en la tabla 2 se presentan los valores comerciales aproximados de las eficiencias actuales de las células y módulos fotovoltaicos, así como del tamaño de las superficies de sus módulos en función de la potencia eléctrica generada en condiciones estándar. Una consideración muy importante es la ventaja la tecnología de silicio, en cuanto al requerimiento de superficie se requiere en relación a la tecnología de lámina delgada.

Tecnología	Lámina delgada				Sustrato cristalino	
	Silicio amorfo (a-Si)	Teluro de cadmio (CdTe)	CIGS	a-Si/m-Si	Monocristal	Multicristal
Eficiencia de la célula	5-7%	8-11%	7-11%	8%	16-19%	14-15%
Eficiencia del módulo					13-15%	12-14%
Área necesitada por kW (módulo)	15 m ²	11 m ²	10 m ²	12 m ²	app. 7m ²	app. 8m ²

Solar Generation V – 2008 (EPIA)

Tabla 2.- Valores aproximados de las eficiencias actuales y superficies requeridas de las células y módulos fotovoltaicos en valores comerciales.

2.4 Etapas de desarrollo

En función del grado de penetración en el mercado, las distintas tecnologías de células fotovoltaicas se pueden encuadrar en distintas etapas de desarrollo. Ninguna tecnología se puede considerar en un estado de competición, ya que en casi todos los países se requiere de algún tipo de incentivos para su instalación (Green, 2009).

En fase de mercado se puede considerar la tecnología de silicio cristalino, situada en posición dominante, aunque la lámina delgada avanza también dentro de esta fase. Las células orgánicas y de tercera generación se pueden considerar aún en una fase pionera, con mucha actividad de investigación por delante.

2.5 Costos actuales y futuros escenarios

De acuerdo a los análisis de proyectos y proyecciones que he realizado personalmente, en la actualidad el costo de los módulos fotovoltaicos (FV) representan alrededor del 60 % del costo total del sistema. Mientras que las estructuras, inversores, transformadores, cableado, etc. comprenden el resto de la inversión.

El costo total de un sistema FV para finales del año 2006, se situaba alrededor de los USD 6.25/Wp, pero debido a la crisis económica global y otros factores como una mayor producción de silicio, a principios de 2013 ha caído por debajo de los USD 3.5/Wp; según datos de la IEA.

En los últimos años han ocurrido cambios fundamentales, desde el punto de vista tecnológico, los cuales han afectado directamente al aspecto económico de este tipo de

tecnologías. Las células de primera generación, han ido evolucionando gradualmente generando reducciones importantes en los costos. Y directamente proporcional ha ocurrido lo mismo con las estructuras metálicas de montaje. Por lo que, los costos de la instalación FV hoy en día se sitúan alrededor de los 1.5 USD/ Wp; de acuerdo a datos estadísticos de IEA.

De acuerdo a Investment Incentives For Renewable Energy, la evolución producida hasta el año 2012 y, según datos del departamento de Energía de los Estados Unidos, lo que se espera en cuanto a la evolución de costos de este tipo de tecnología para los años 2040 y 2050, es que se produciría una paridad en la red, tomando por un lado el ajuste lineal de la evolución del precio promedio y el máximo anual de la energía eléctrica.

Para el año 2015 el costo de producción eléctrica con energía fotovoltaica empezará a estar por debajo del máximo precio dado en la venta, en mercados como España, Italia, Rumanía, etc.; llegando a alcanzar la paridad de red para el año 2020 (OECD FactBook, 2009).

Por otro lado, según el Departamento de Energía de Estados Unidos, se espera que para el año 2019 el costo de producción eléctrica con energía fotovoltaica empezará a estar por debajo del precio de la energía eléctrica suministrada para el sector residencial en zonas con irradiación muy alta, llegando a alcanzar la paridad de red con el precio de la energía eléctrica suministrada para el sector industrial en el año 2028.

2.6 Payback energético, emisiones de CO₂ y costos externos

El denominado payback energético, quiere decir los años necesarios para producir la energía equivalente a la utilizada en todo el proceso de producción e instalación de la infraestructura. En el caso de sistemas fotovoltaicos se asume una irradiación promedio mundial de 1700 kWh/m²·año, y treinta años de vida, en promedio, de las células de los paneles. Bajo estas consideraciones, el payback energético depende especialmente del tipo de tecnología empleada en la fabricación de las células, la cual actualmente favorece la tecnología de lámina delgada (McCrone, 2014).

Los cálculos más recientes y fiables sobre el costo equivalente de CO₂ en gramos por kWh para la producción de energía fotovoltaica, teniendo en cuenta las emisiones gases de efecto invernadero para todo el periodo de vida útil de una célula fotovoltaica con irradiación

promedio de 1700 kWh/m² por año, el valor es algo superior a los presentados en el caso de la energía nuclear, pero entre 12 y 30 veces menores que para la generación de energía No renovable como el gas o el carbón.

De acuerdo a el cálculo de los costos externos asociados a la energía fotovoltaica, descrito por Gremio, ha existido una gran discusión. Desde hace unos seis años, los costos se habían calculado considerando tecnologías obsoletas de producción, de hace 15 años o más. Es decir, no se había tenido en cuenta en cálculos anteriores el gran progreso tecnológico que ha habido en la última década en relación a la producción de obleas de silicio (especialmente multicristalino), tecnologías de fabricación, automatización de procesos, etc., Tampoco se ha considerado la composición del mix energético utilizado para la producción e instalación de la infraestructura FV.

2.7 Tendencias tecnológicas futuras

Es importante señalar que, otros aspectos tecnológicos de futuro para todas las tecnologías, como son el desarrollo de tecnología para actividades de reciclaje de materiales, especialmente los de mayor costo; el diseño de procesos de producción y de instalación poco contaminantes; la reducción del costo de la energía invertida por watio producido; el aumento del período de vida de las instalaciones hasta un mínimo de 40 años; así como el desarrollo de nuevos nanocompuestos poliméricos no contaminantes para el sellado de las células; son cada vez más importante para el desarrollo de una tecnología cada vez más barata y bastante amigable con el medio ambiente.

3 Energía hidroeléctrica

3.1 Descripción general

La energía hidroeléctrica es la energía que se obtiene de la caída del agua desde cierta altura a un nivel inferior. Esta caída provoca el movimiento de turbinas a gran velocidad en un movimiento de rotación, lo que finalmente se transforma en energía eléctrica por medio de los generadores.

En el conjunto de las energías renovables, la hidroeléctrica juega un papel preponderante

ya que aporta el 85 % de la producción de electricidad “renovable” a nivel mundial. Evidentemente, en el futuro esta proporción tan alta a nivel global se espera ver disminuida cuando las otras fuentes de energía renovable como la energía fotovoltaica o eólica vayan incrementando con más intensidad su proporción en el mix eléctrico. Esto también dependerá de los costos de producción de una u otra tecnología, y de acuerdo a las condiciones para cada uno de estos sistemas. Si se compara la aportación de la energía hidroeléctrica, no solamente en relación a las renovables, sino en comparación con todas las fuentes de producción de electricidad, su porcentaje alcanza el 16.3% del total (Di Capua, 2013).

En cuanto a la evolución de la producción de energía hidroeléctrica, se observa un considerable crecimiento a lo largo de los años; alcanzando los 3288 TWh en 2008. Esto es atribuible a nuevas instalaciones que han entrado en funcionamiento, principalmente en países en desarrollo y que elevaron la capacidad total instalada en 2009 a los 850 GW. La Agencia Internacional de la Energía estima que el potencial técnico de este tipo de instalaciones puede permitir alcanzar los 16400 TWh/año.

Acorde con el Manual sobre Energías Renovables – BUN-CA, la energía hidroeléctrica presenta una serie de ventajas muy notables en relación a otras fuentes de energía, entre las más importantes las que se detallan a continuación:

1. Es una tecnología muy bien establecida en la actualidad, que lleva produciendo electricidad a precios muy competitivos desde hace un siglo aproximadamente.
2. Produce electricidad de una forma muy flexible y con un tiempo de respuesta muy rápido según las necesidades, por lo que puede aportar en tiempos muy cortos las demandas necesarias y compensar huecos de producción de otras fuentes, especialmente de las renovables.
3. El almacenamiento de agua mediante bombeo en embalses permite, acumular energía para su posterior utilización como electricidad.
4. Desde el punto de vista de emisiones, así como de su payback energético, presenta unas excelentes y muy atractivas condiciones para quienes deciden invertir en estos proyectos.

Sin embargo, la energía hidroeléctrica también presenta una serie de inconvenientes, sobre todo desde el punto de vista medioambiental, como se detalla más adelante. Pero entre los más importantes encontramos:

- la inundación de zonas de gran biodiversidad,
- el perjuicio al paso de los peces en las dos direcciones de los ríos,
- la disminución de su caudal hasta niveles no ecológicos, y
- en muchos casos el desplazamiento de poblaciones con el fin de poder construir las instalaciones.

Indudablemente estos inconvenientes son disminuídos en el caso de las mini- y micro-hidroeléctricas (Manual sobre Energías Renovables – Hidroeléctricas a Mediana y Pequeña escala).

Para establecer una clasificación de las centrales hidroeléctricas, se puede realizar de acuerdo a varios criterios. El primero, tomar la potencia empleándose las siguientes denominaciones:

- a) Grandes sistemas hidroeléctricos, si $P > 10 \text{ MW}$.
- b) Pequeños sistemas hidroeléctricos, también denominado mini-Hidroeléctricos, si $100 \text{ kW} < P < 10 \text{ MW}$.
- c) Sistemas micro-Hidroeléctricos, cuando $P < 100 \text{ kW}$.

Un segundo criterio, que toma como referencia la altura del salto efectivo del agua (h), clasificándose en:

- a) Sistemas hidroeléctricos de salto elevado, $h > 100 \text{ m}$.
- b) Sistemas hidroeléctricos de salto intermedio, $10 \text{ m} < h < 100 \text{ m}$.
- c) Sistemas hidroeléctricos de salto bajo, $h < 10 \text{ m}$.

Por último, los sistemas hidroeléctricos también se clasifican en sistemas de embalse o represa, y en sistemas de río fluyente (“run-of-river”) que no cuentan con una presa o ésta es muy pequeña. Aunque no siempre, la mayor parte de los sistemas en río fluyente pertenecen, por su potencia, a la clasificación del grupo de mini- y micro-hidroeléctrica.

Es importante considerar para los proyectos hidroeléctricos, el denominado factor de capacidad o factor de planta. Esto no es más que la energía anual producida dividida por el

máximo que podría producir. Así, un valor típico medio de una planta para el factor de capacidad es del 40%, quizás una cantidad algo más baja de lo que se esperaría (Gremo, 2013).

Adicionalmente, se debe recalcar que la mayor parte del potencial hidroeléctrico está localizado en Africa, Asia y Latinoamérica. En países desarrollados, casi todo el potencial ya ha sido explotado. Y que, existen países como Noruega, Paraguay, Brasil y la República Democrática del Congo, en los que la producción de electricidad mediante esta tecnología puede superar el 85 % de la demanda del país. Datos revisados en la página oficial de IEA.

3.2 Estado actual de la tecnología

3.2.1 Turbinas

De acuerdo a la tecnología actual, existen tipos muy distintos de turbinas. Aunque se suelen dividir en dos grandes grupos:

- a) Turbinas de reacción (o de presión) accionadas por la presión hidrostática del agua. Las más empleadas son las Francis, de hélice y Kaplan.
- b) Turbinas de impulso (o de acción) que aprovechan la energía cinética del agua. Las más conocidas entre ellas son las Turgo y Pelton.

La turbina Francis es, por encima de otros tipos de turbinas, la más empleada en alturas de cabeza de 10-250 m. Se denomina también “turbina de flujo radial”, ya que el agua fluye desde la circunferencia exterior sobre paletas curvadas hacia el centro. Estas turbinas se encuentran completamente sumergidas y su eje puede colocarse tanto vertical como horizontalmente. En estas turbinas, el agua ejerce una gran presión sobre las paletas del rotor y la energía de rotación adquirida se debe esencialmente a la presión ejercida sobre la turbina.

Las turbinas de hélice operan esencialmente como el propulsor de un barco, pero a la inversa. Se suelen emplear en saltos bajos pero también en afluyentes caudalosos. Estas turbinas se denominan Kaplan cuando el ángulo de incidencia de las ondulaciones se regula automáticamente para cada caudal, lo que permite mantener la eficiencia de conversión cuando cambia la demanda de electricidad.

Entre las turbinas de impulso, la más utilizada es la Pelton para saltos de gran altura (hasta 300 m). Esta consiste esencialmente en una rueda móvil con ondulaciones en forma de doble cucharón montados en su borde. El agua a alta presión se convierte en el inyector por medio de un chorro saliente que incide sobre la arista que separa los dos cucharones. Allí se divide en dos chorros que salen despedidos lateralmente tras haber transferido su impulso a la rueda. De este modo la rueda puede llegar a alcanzar velocidades de giro de hasta 1000 rpm. Una diferencia esencial de la turbina de impulso Pelton es que, mientras las de reacción vistas anteriormente operan sumergidas enteramente y por efecto de diferencia de presión, las de impulso operan en el aire a presión atmosférica.

Como se ha señalado anteriormente, esta categoría puede quedar acotada para sistemas con capacidad superior a los 50 MW. Así, se pueden contabilizar actualmente instalaciones para la producción de energía hidroeléctrica que llegan a alcanzar los 22.5 GW (presa de las Tres Gargantas, China), aunque con ésta sólo dos instalaciones más superan los 10 GW: Itaipuen Brasil (14 GW) y Guri en Venezuela (10.4 GW). En el Ecuador los proyectos más grande están sobre los 100MW. Y está en construcción el proyecto sobre el río Coca, en el canto El Chaco, el Coca Codo Sinclair con una generación de 1.500MW (Tomado de la página web del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable).

Algunos de estos grandes sistemas, en países como China, no se dedican a inyectar energía a la red, sino que sirven directamente a la producción de grandes empresas industriales que son fuertes consumidores de energía eléctrica, como las dedicadas a la producción de aluminio.

En este punto también hay que señalar que los sistemas hidroeléctricos, principalmente los grandes pero también con tendencia a incluir pequeños, se utilizan como sistemas de acumulación de energía a partir del aprovechamiento de los excedentes de energía eléctrica producida para bombear agua a los embalses, siendo actualmente los sistemas más baratos de almacenamiento de energía eléctrica.

3.2.2 Pequeños sistemas hidroeléctricos (turbinas en sistemas con caída pequeña)

Dentro de los sistemas con capacidades inferiores a los 50 MW, se observa una creciente actividad en parte debido a que las subvenciones y los programas de I+D se han

centrado en este tipo de centrales, así como que muchos de los sitios idóneos para grandes centrales ya se encuentran utilizados. Además de que la construcción de grandes centrales, sobre todo en países desarrollados, suele tropezar con grandes problemas medioambientales y sociales. En el caso de los países subdesarrollados, hay un matiz distinto y se suele recurrir a estas centrales para evitar grandes inversiones en presas y tendido de líneas de distribución de electricidad.

Los pequeños sistemas hidroeléctricos se suelen desarrollar en emplazamientos donde se puede conseguir una fuente de energía renovable de bajo costo, áreas aisladas a las que resulta extremadamente costoso acercar la red eléctrica o en países en los que no existe una red eléctrica nacional (BUN-CA Hidráulica a pequeña escala).

3.2.3 Sistemas hidroeléctricos de río fluyente (sin embalse)

Las centrales minihidroeléctricas son muy a menudo de río-fluyente. Este tipo de sistemas trata de evitar los daños medioambientales que producen los embalses, situándose al lado del cauce de los ríos, sin influir demasiado en su flujo. Además, suelen aprovechar las corrientes de los ríos pequeños, o si son ríos importantes, se sitúan en los tramos iniciales de sus cabeceras, especialmente en las zonas relativamente montañosas.

El planteamiento de estos sistemas, además, introduce una novedad en cuanto a su operación con respecto a los que utilizan embalse. De esta manera, estos siempre son considerados para producir electricidad cuando se producen picos de demanda, dada su rápida disposición a inyectar energía eléctrica a la red (excepto en países donde la aportación de energía hidroeléctrica a la red es elevada, donde también contribuyen a la producción). En cambio, las características de los sistemas de río fluyente se consideran para aportar potencia en la producción de base, dado que se entiende que tienen capacidad para generar electricidad de forma muy estable durante las 24 horas del día (BUN-CA Hidráulica a pequeña escala).

3.3 Sistemas con huella medioambiental reducida

Por lo general, el lugar donde se sitúa una central hidroeléctrica es estudiado muy detalladamente, antes de iniciar con su construcción. Lo que se trata de hacer, es que el

sistema hidroeléctrico genere un impacto medioambiental y social mínimo, debido a que en las últimas dos o tres décadas ha habido un gran rechazo público en relación a los grandes proyectos hidroeléctricos, especialmente en los países desarrollados. Lo que se quiere lograr es el beneficio de producción de energía a partir de una fuente renovable, no se vea opacado por otros aspectos que causen impactos en el ambiente.

Adicionalmente, y por esta misma razón, se está apoyando cada vez más las mini-hidroeléctricas, ya que los impactos hidrológicos de una central de agua fluyente o de canal de desviación suelen ser mucho menores.

En el caso de los embalses, habrá que tener en cuenta que no se puede disminuir del todo el flujo de agua río abajo por los efectos que puede tener sobre la fauna fluvial, cambios de nivel de aguas freáticas, etc. Por tanto, aguas abajo de una presa siempre tiene que existir el denominado flujo mínimo o ecológico, por lo que no todo el caudal remanente se podrá utilizar para el riego.

Entre otros efectos que hay que valorar, está el impacto ecológico causado por el proceso de construcción de una gran presa que puede durar muchos años. Al final habrá que valorar la desaparición de terrenos con una fauna y flora autóctona que luego es sustituida a menudo por lagos para la pesca y otras actividades de recreación. Estos cambios ecológicos se deben tratar de predecir antes del comienzo de construcción de las presas, para evitar efectos no deseados, como por ejemplo al dejarse de producir las inundaciones anuales que fertilizaban las tierras con nutrientes, ha habido un notable empobrecimiento de los suelos (www.conelec.gob.ec).

A veces se trata de disminuir una parte del impacto medioambiental garantizando el tránsito de los peces en general y, en particular, las migraciones periódicas de salmones, construyendo escalas junto a las presas. También, para evitar que los peces pasen a través de las turbinas, algunos países establecen por ley que la entrada de agua a la turbina esté protegida por una rejilla.

Por otro lado, el agua que llega a la turbina contiene muy poco sedimento, lo que genera erosión de los fondos marinos y pérdida de bancos de arena río abajo, acelerado con aperturas intermitentes de las compuertas de las turbinas. También se producen variaciones en el contenido de oxígeno del agua antes y después del emplazamiento de la instalación. Además, el agua que sale de la turbina suele estar más caliente que la almacenada.

En países ubicados en zonas tropicales, los embalses de agua producen cantidades importantes de metano, que es un gas de efecto invernadero mucho más potente que el CO₂. Las emisiones de metano de estos embalses pueden llegar a ser comparables a las emisiones de centrales de producción de energía eléctrica con combustibles fósiles, especialmente si los embalses están sobredimensionados con respecto a la potencia eléctrica instalada, y si no se realizó una labor de limpieza de biomasa previa al llenado del embalse.

3.4 Sistemas de gestión del agua

La prioridad en los países desarrollados se ha convertido en garantizar el mantenimiento del caudal ecológico de los ríos en los que se sitúa una represa para que la actividad de producción de energía resulte amigable con el medioambiente. A veces, la mejora en la eficiencia del sistema lleva a la operación con cauces río-abajo vaciados para lograr una mayor caída del flujo de agua. Según la SENAGUA, los sistemas hidroeléctricos con embalse se utilizan para controlar el riesgo de inundaciones, garantizar un constante flujo de agua para los sistemas de riego agrícolas e, incluso, sostener actividades lúdicas; pero se debe definir el impacto ambiental que esto puede causar a la zona de influencia.

3.5 Costos actuales y futuros escenarios

La energía hidroeléctrica implica una de las formas más baratas de producir electricidad. El costo de inversión se puede situar en los 1000 USD/kW de inversión y la producción de electricidad promedia 0.05 USD/kWh.

Estos valores implican que ya se ha producido la paridad de red, algo evidente dado que la energía hidroeléctrica es una de las fuentes de producción de electricidad tradicionales en cualquier sistema eléctrico que disponga del recurso. Estos son costos medios, los cuales varían en función de las características del lugar donde se desarrolla el proyecto. Entre los que se debe considerar el costo de mano de obra, indemnizaciones, impacto medioambiental, impuestos, etc. (Williams, 2008).

Por otra parte, dado que la fuente de energía es “gratuita”, los costos de inversión se concentran en los primeros años. Además, como la durabilidad media de este tipo de

centrales supera los 50 años, los planes de inversión y endeudamiento para afrontar la construcción y operación de estas centrales debe tener en cuenta este condicionante.

Para efectos del análisis de la inversión, hay que tener en cuenta el tiempo de vida de los distintos componentes, ya que estos suelen ser diferentes. Por ejemplo en el caso de las turbinas, su vida útil se suele estimar entre 25 a 50 años (dependiendo de la capacidad y de la calidad); mientras que para estructuras externas, se puede considerar una vida útil de hasta 50 años.

Pensando en el futuro, no se estima aún que los costos de inversión puedan bajar (por lo menos no considerablemente) como en el caso de tecnologías emergentes como la fotovoltaica. Esto se debe a que la inversión está relacionada directamente con los costos de las materias primas requeridas, para las cuales no se prevee una evolución a la baja en precios.

A los costos de generación de energía hidroeléctrica presentados, se tendría que agregar los costos de operación y mantenimiento, estimados entre 5 a 20 USD/MWh para plantas nuevas de tamaño medio y grande, y el doble para plantas de producción pequeñas. También habría que añadir los costos de distribución de electricidad, donde es importante tomar en cuenta que no siempre estos costos están considerados en el proyecto o deben ser considerados aparte.

3.6 Tasa de retorno energético, emisiones de CO₂ y costos externos

En primer lugar, hay que considerar que todos los valores que se están considerando para el estudio son promedios, tomando en cuenta que se debe calcular independientemente para cada instalación. De esta manera, la tasa de retorno energético se sitúa entre 30-270, siendo la mayor de todas las fuentes de energía renovable estudiadas. Los costos externos medios se sitúan en los 0.005 USD/kWh, siendo también el valor menor de los obtenidos para las distintas fuentes de energía renovable (Guerrero-Lemus 2009).

Sobre las emisiones de CO₂, no se tiene información tan clara que aporte datos reales al respecto. De manera general, se suele tomar como consideración que este tipo de tecnologías no emite CO₂. Sin embargo, esta apreciación puede ser equivocada, sobre todo si se toman en cuenta las fases de construcción. Sin embargo, teniendo en cuenta la durabilidad de las centrales hidroeléctricas, la repercusión de las emisiones de CO₂ por kWh

producido se ha considerado el más pequeño de todas las tecnologías renovables existentes.

También es importante tomar en cuenta que las emisiones de CO₂ y metano que se pueden producir en los embalses de las centrales hidroeléctricas. De tal forma que, instituciones multilaterales como IRENA, determinan que existe controversia al explicar que las emisiones de metano a lo largo de la vida útil en este tipo de proyectos es mayor; y que es un gas de efecto invernadero mucho más potente que el CO₂. Por tal motivo ONGs e instituciones gubernamentales han iniciado investigaciones para contabilizar el balance de carbono en reservorios de agua dulce, donde se incluyen análisis de ciclo de vida que, incluso, llegan a considerar los impactos de potenciales inundaciones.

3.7 Tendencias tecnológicas futuras

Dentro de la energía hidroeléctrica existen varias tendencias que cubren de forma general toda la tecnología. Estos se destacan los sistemas híbridos, especialmente los hidroeléctrica-viento e hidroeléctrica-hidrógeno, sistemas que puedan cubrir tanto producción como almacenamiento. Actualmente estos sistemas se están ensayando a pequeña escala, pero la tendencia hacia el futuro es a que vayan ganando espacio en la generación de energía y en emplazamientos aislados.

De acuerdo con la Agencia Internacional de Emergía (IEA), se están realizando grandes esfuerzos en la investigación de la producción de energía hidroeléctrica y el efecto que el cambio climático puede tener en su producción. Este tipo de estudios son importantes, considerando que las centrales hidroeléctricas tienen tiempos de vida que se prolongan mucho en el tiempo, por lo que variaciones climáticas a largo plazo pueden tener repercusiones en las instalaciones que actualmente se están diseñando y construyendo.

3.7.1 Turbinas

En cuanto a las turbinas, se están desarrollando materiales con una mayor resistencia al desgaste y a la separación (sobre todo compuestos de fibra/resina), con fricción mínima y con propiedades de autolubricación. También se están desarrollando turbinas menos invasivas para caídas pequeñas, y que permitan la obtención de recursos en nuevos proyectos. Y se

debe destacar el desarrollo de nuevos diseños de turbinas mediante dinámica de fluidos utilizando potentes herramientas informáticas de simulación.

3.7.2 Grandes sistemas hidroeléctricos

El esfuerzo principal en este campo se está centrando en la mejora de las instalaciones existentes (especialmente las más anticuadas) para lograr mayores potencias y eficiencias, así como un mantenimiento reducido. También se trata de que estas instalaciones no afecten al suministro de agua en lugares donde escasea, además de lograr el diseño de embalses que eviten emisiones de metano a partir de la descomposición de material orgánico.

Por último, se están desarrollando importantes esfuerzos en la extensión de la vida de las centrales hidroeléctricas mediante procesos de restauración y mejora, así como el control remoto de las instalaciones para la automatización de procesos y el diagnóstico adelantado de fallos, de forma que se reduzcan los gastos de operación y mantenimiento.

3.7.3 Pequeños sistemas hidroeléctricos (turbinas en sistemas con caída pequeña)

Debido a la tendencia a que el recurso hídrico cada vez sea más escaso, este tipo de infraestructuras, frente a las grandes, va adquiriendo mayor protagonismo. Aun así, debe mejorar el diseño de equipos, desarrollar nuevos materiales, mejorar los sistemas de control y generación de electricidad, etc. El objetivo principal es acercar los niveles de eficiencia y de costos de producción de energía a los que se obtienen en los sistemas grandes. También en este campo se desarrolla tecnología de control remoto y plantas con sistemas de mantenimiento limitados.

3.7.4 Sistemas hidroeléctricos en río fluyente (sin embalse)

Dado que se trata de la tecnología más cara, el esfuerzo fundamental se centra en abaratar costos. Con esta tecnología, lo más importante se enfoca en la necesidad de obtener la mayor eficiencia energética en emplazamientos de características muy diversas y variables, así como la protección de dichos sistemas y la del medioambiente. Además, es necesario

desarrollar sistemas de control específicos que permitan que esta forma de producción de energía tenga poca variabilidad en el tiempo.

3.7.5 Sistemas con huella medioambiental reducida

El esfuerzo principal en materia medioambiental se centra en el desarrollo y aplicación de nuevos diseños de ingeniería civil, equipos electromecánicos y de instrumentación que sean efectivos en la atenuación de la huella ecológica que este tipo de actividades genera. Se está poniendo énfasis, especialmente, en el diseño de sistemas que faciliten la vida acuática, reduzcan las emisiones de metano, eviten la erosión de los cauces de los ríos y mantengan la temperatura y oxigenación de las aguas (The Economist, 2009).

3.8 Sistemas de gestión del agua

En un escenario futuro en que el agua será cada vez más escasa, es fundamental la intervención de las agrupaciones enfocadas en la investigación, con la finalidad de lograr optimizar la gestión de este recurso es fundamental para garantizar que no se generan tensiones sociales debido a su escasez. También debe mejorarse la compatibilidad entre la producción de energía eléctrica y la adecuada gestión del recurso hídrico.

4 Energía eólica

4.1 Descripción general

La energía eólica, es la energía que se extrae del viento. Esta tecnología es capaz de generar electricidad a unos costos parecidos a los obtenidos a través de las fuentes convencionales. Sobre todo en lugares en los que se producen vientos con velocidades apropiadas, entre 8 y 12 metros por segundo, durante periodos prolongados de tiempo; o en sistemas eléctricos pequeños como es el caso de las islas (BUN-CA Energía Eólica 2013).

La energía eólica se obtiene principalmente por medio la utilización de aerogeneradores o turbinas eólicas, de eje horizontal y con 3 palas. Estas son consideradas,

visualmente, las que menos impacto generan; y en las que los residuos por el desgaste de sus piezas mecánicas son menores, causando menor impacto al medio ambiente y al entorno en general. La potencia que se logra extraer del viento, es directamente proporcional con el área dispersada por las palas al girar, sumado a la densidad del aire y a la potencia con la que corre el viento. Es por eso la gran importancia de los cálculos de evaluaciones previos del viento en los lugares donde se pretende instalar una planta de generación eólica (Williams, 2008).

La mayor parte de los aerogeneradores son instalados en tierra, en el continente, y son conocidos como proyectos “onshore”; aunque cada vez se está considerando más su colocación en el mar y lo más lejos de la costa posible, en lugares de aguas no muy profundas. Estos sistemas, son las plantas de generación eólica “offshore”. Esto se debe a que en el mar, la velocidad del viento a una altura de la superficie es de alguna manera superior que a la misma altura en tierra y, además es más constante, predecible y con menos turbulencias. Adicionalmente los mejores emplazamientos onshore en muchos de los países desarrollados, sobre todo los nórdicos, ya han sido ocupados. Y por otro lado, la tecnología relacionada con los aerogeneradores marinos está menos desarrollada que la de los instalados en tierra.

La velocidad máxima de giro de las palas de los aerogeneradores está limitada por las turbulencias generadas por el viento en sus extremidades. Para evitarlas, la velocidad lineal de los extremos de la pala se limita hasta unos 100 metros por segundo, unos 360 Kilómetros por hora. Esto corresponde en las grandes turbinas actuales a una velocidad del viento de hasta unos 17 m/s, cerca de 60 km/h, si llegan a ser superiores las turbinas tienen un freno automático que las paraliza, para evitar desgastes y posibles daños (Castillos, 2013).

Cada aerogenerador está caracterizado por una curva de potencia específica que indica la fortaleza que genera en función de la velocidad del viento, y que depende del tamaño del aerogenerador. La potencia también es proporcional al cubo de la velocidad del viento, existirá una gran diferencia entre la denominada potencia nominal, que por definición es la máxima, y la potencia media que el generador es capaz de proveer en función de los vientos medios aprovechados en el emplazamiento.

Es importante que se considere la potencia máxima aprovechable del viento. Según la ley de Betz, ésta se encuentra limitada a una fracción máxima de la potencia del viento, no mayor al 60%, ya que el aprovechamiento del 100% implicaría frenar totalmente el viento, impidiendo su evacuación para aprovechar flujos de aire mantenidos. Luego, la potencia

mecánica obtenida del viento debe ser convertida en energía eléctrica, con lo que, en la práctica, el límite de eficiencia de conversión de energía eólica en eléctrica no es mayor al 40% (Post, 2013).

El hecho de que el costo de producción de energía eléctrica a partir del recurso eólico esté tan cerca de la paridad de red hace que el crecimiento anual de producción sea muy elevado. Así, entre todas las energías renovables, esta es la energía que ha tenido mayor crecimiento en lo referente a producción en los últimos años; tanto así, que a finales del 2010 se alcanzó una generación de 125GW a nivel mundial (IRENAM 2011).

En cuanto las plantas eólicas “offshore”, su crecimiento está siendo también muy importante, aunque los valores de capacidad instalada aún son muy pequeños. A finales del 2010, solo el 2% de la energía eólica mundial era fuera de tierra firme.

4.2 Estado actual de la tecnología

4.2.1 Turbinas onshore

Como ya se ha mencionado anteriormente, el estándar de los aerogeneradores es de eje horizontal con tres palas y conectado a la red. El tamaño del diámetro del área barrida por las palas al girar ha evolucionado desde los 20 m de diámetro de los años 80, pasando por los 50 m de los años 90 y situándose cerca de los 130 m² en la actualidad. Se prevé que para los próximos años, alcancen un área cercana a los 150m² (Kinzei, 2013).

Generalmente, la potencia de un generador se expresa para una determinada velocidad del viento, la cual suele tomarse en 12 m/s. Hoy en día, las turbinas instaladas suelen tener un rango de potencia entre los 2 y 7 MW, pero la tecnología está muy cerca de llegar a los 10 MW. Mientras que la eficiencia para la producción de electricidad se mide en términos de energía producida por unidad de área barrida por el rotor (kWh/m²), la cual ha venido creciendo en algo más del 2% anual en los últimos años.

Adicionalmente, el factor de carga (igual a la unidad en el caso de que un aerogenerador estuviera funcionando continuamente a su potencial nominal) alcanza aproximadamente un valor de 0.25 para las turbinas actuales. En ciertos lugares con vientos intensos y casi constantes dicho factor logra alcanzar 0,4; aunque existen lugares en la tierra en

los se supera el 0.5. Y la disponibilidad técnica de las turbinas onshore alcanza el 97%.

4.2.1.1 Microturbinas y turbinas urbanas

Las turbinas eólicas de poca potencia se suelen denominar miniturbinas si su potencia está por debajo de 50 kW y microturbinas si es menor de los 3 kW (Kinzei, 2012). Estos sistemas de pequeña potencia son generalmente aislados o autónomos y se suelen emplear para generar electricidad, bombear agua, etc. La gran ventaja de la energía eólica urbana es la de utilizarse directamente, sin necesidad de alimentar a la red. Sin embargo, la eficiencia de los microgeneradores es bastante menor que la de los grandes aerogeneradores.

El sistema de generación de electricidad de las microturbinas es generalmente más simple que el de las grandes turbinas, ya que la corriente generada suele ser monofásica en lugar de trifásica. Además, a pesar de girar el rotor a velocidad variable, esto no afecta a la frecuencia de la señal de salida, ya que ésta se utiliza generalmente para alimentar unas baterías.

Desde hace pocos años está surgiendo cada vez con más fuerza el concepto de la energía eólica urbana, en relación con la instalación de pequeños aerogeneradores en los edificios de las ciudades y en las viviendas aisladas de las zonas residenciales. También se están instalando aerogeneradores de tamaño mediano en zonas públicas y en parques. Incluso existen ya modelos aerodinámicos muy detallados sobre el comportamiento del viento alrededor de edificios, en calles, riberas de los ríos, canales, etc.

4.2.1.2 Almacenamiento de energía eólica mediante aire comprimido (CAES)

Como en la mayoría de las energías renovables, la energía eólica se caracteriza por su intermitencia temporal y su carácter no gestionable. Por tal motivo, es muy importante la posibilidad de almacenar energía durante las horas de gran producción eólica, para luego poder hacer uso de ella en las horas de baja o nula producción. Por otro lado, existen horas pico o de alta demanda de electricidad, que generalmente coinciden con el día, mientras que por la noche suele haber una demanda mucho menor, lo cual se puede ver reflejado en el precio del kWh de energía eléctrica, según se consuma durante el día o por la noche. Entre todas las técnicas de almacenamiento de energía, la segunda más eficiente después del

almacenamiento hidroeléctrico es la del almacenamiento por aire comprimido, CAES (Compressed Air Energy Storage). Esta registra entre el 45 y el 60% de capacidad (IEA, 2013).

Para lograr almacenar grandes cantidades de energía mediante esta técnica es necesario disponer de cavidades geológicas apropiadas en el subsuelo. Actualmente, con el fin de almacenar energía mediante CAES, se comprime el aire hasta presiones bastante elevadas, de 60 a 100 bar, mediante compresores accionados por energía eléctrica. Después del almacenamiento, se suele volver a regenerar la electricidad mezclando el aire con una pequeña cantidad de gas natural, haciendo expandir los productos de la combustión a través de una turbina de gas. Actualmente, sólo existen en el mundo dos grandes plantas CAES, una en Alemania con una capacidad de 290MW, y la otra en Estados Unidos con una capacidad de 110MW (Williams, 2008).

4.2.2 Turbinas offshore

La tecnología de turbina offshore, se centra en el desarrollo de grandes aerogeneradores que permitan el más alto aprovechamiento de las cimentaciones necesarias, ya que éstas tienen un costo demasiado elevado. A diferencia de las turbinas onshore, estas están dotadas de generadores de electricidad que suministran energía en alta tensión, debido a la dificultad para situar estaciones transformadoras en dichos puntos. Por otro lado, las condiciones de las barcasas de estas turbinas se ven mejoradas, especialmente en tecnología de deshumidificación, reduciendo costos de mantenimiento. Se espera que para el 2015, se logren desarrollar aerogeneradores de con una capacidad de 10 MW, y para el 2020 se duplique esta capacidad.

Frente a las turbinas onshore, en las que se considera un valor medio de carga de 0.25, la existencia de más recursos eólicos mar adentro hace que se considere el factor de carga medio en 0.375 (Williams, 2008). Por otra parte, la disponibilidad de las turbinas offshore se considera en torno al 85% debido al poco desarrollo de esta tecnología.

4.2.2.1 Cimentación offshore

La mayor parte de las instalaciones offshore se han construido en aguas poco profundas, con una profundidad menor a los 25 metros, y generalmente a menos de 20 kilómetros de las costas. Hoy en día la tecnología define un límite mínimo de 50 kilómetros de distancia.

El mayor problema de los aerogeneradores offshore, es que se encarece mucho su despliegue, y está relacionado con su cimentación o estancamiento al fondo marino. Existen algunas técnicas ya desarrolladas con este fin, y por el momento existen tres tipos de cimentación. El primero es el monopilote, que consiste en un alargamiento del mástil, el cual se llega a introducir en una perforación en el fondo submarino; esta técnica se suele aplicar en los casos de escasa profundidad, máximo de 15 metros. Para profundidades algo mayores es muy común la denominada cimentación gravitacional, la cual consiste en una gran base de hormigón, que descansa sobre el fondo marino; donde la turbina permanece en la vertical debido al efecto de la gravedad. Finalmente, en el caso de profundidades mayores a los 25 metros, se recomienda utilizar una cimentación de tipo trípode, donde se puede hacer que la turbina descance sobre tres o más pilotes (BUN-CA Energía Eólica, 2014).

4.2.2.2 Recursos offshore

La evaluación de los recursos eólicos tiene gran importancia, tanto antes de la construcción del parque eólico para poder decidir el mejor emplazamiento, como una vez construido el parque para poder predecir la producción de energía que tendrá el proyecto.

Actualmente, el proceso de evaluación del recurso eólico se realiza a través de estaciones meteorológicas dotadas de anemómetros, y de medidores de presión y temperatura, localizados de forma que garanticen una medida similar a la que recogería el aerogenerador que se pretende ubicar en dicho lugar. También se trata de predecir el futuro recurso eólico en un locación, para lo cual se combina la información procedente de datos de satélite, predicciones globales, radares, observaciones en superficie y otras variables. Estas son analizadas de manera conjunta, dentro de un sistema tecnológico que permite hacer predicciones que obtienen con bastante exactitud.

En el análisis de los recursos eólicos offshore, los datos obtenidos se basan principalmente en información obtenida vía satélite y modelos globales, lo que indica un menor volumen de información a tratar. Sin embargo, los modelos a desarrollar son más simples debido a que la rugosidad de la superficie es mínima (IRENA 2013).

En la actualidad también se está trabajando en la recolección de datos de la orografía marina para estimar los tipos de cimentación más adecuados en cada emplazamiento, así como la disposición de recursos eólicos a escala global.

4.2.2.3 Logística offshore

Hasta el momento la tecnología de transporte e instalación de aerogeneradores offshore se ha basado en ingeniería convencional, aunque a partir de que los parques eólicos se van instalando en emplazamientos más remotos y difíciles, se analiza la posibilidad de construir los aerogeneradores offshore en los muelles y, luego ser transportados en una pieza hasta el punto determinado.

Por otro lado, un grave problema es la disponibilidad de barcos o medios de transporte con la suficiente capacidad para el transporte y la instalación de aerogeneradores offshore de varios MW. Y un tema de similar importancia, es que se está haciendo un gran esfuerzo por el monitoreo de los aerogeneradores para predecir fallos y averías, reduciendo el costo de operación y mantenimiento (Di Capua, 2013).

4.3 Etapas de desarrollo

En función del grado de penetración en el mercado, las distintas tecnologías que están impulsando la energía eólica, tanto onshore como offshore, se pueden categorizar en distintas etapas de desarrollo. La mayoría de las tecnologías analizadas se consideran que se encuentran en una etapa de competición, aunque en casi todos los países en los que existen instalaciones se recoge algún tipo de incentivo para el desarrollo de la energía eólica.

En fase de competición se puede considerar la tecnología de turbinas onshore y offshore, aunque ésta última requiere aún de algunas innovaciones que le permitan ganar en competitividad. También la tecnología de cimentaciones offshore se encuentra muy desarrollada, a partir de la experiencia tecnológica adquirida en la extracción de crudo en

plataformas petrolíferas, ya que actúan de manera similar. En el área de la logística offshore, aunque aún quedan nuevos conceptos por desarrollar que reduzcan los costos de las instalaciones, también esta actividad se puede señalar que está introduciéndose en el mercado y que aprovecha la experiencia obtenida en la industria petrolera (Post, 2013).

Una tecnología menos desarrollada es la minieólica, aunque ya se han encontrado diferentes prototipos que se ensayan a partir de distintos conceptos. Sin embargo, este tipo de aprovechamiento de energía no se encuentra regulado en muchos países, como en el Ecuador por ejemplo. Por último, la combinación de energía eólica con almacenamiento de aire comprimido se encuentra en las primeras etapas de su desarrollo, planteándose con grandes expectativas para lograr una mayor penetración de la energía eólica en el sistema eléctrico.

4.4 Costos actuales y futuros escenarios

4.4.1 Costos de las turbinas y costos totales

Los costos de inversión totales para instalaciones onshore en 2010 oscilaron entre los 1.500 – 3.000 USD/kW dependiendo del país en el que se desarrollaron estos proyectos. Si se desglosan los costos de las instalaciones onshore, las turbinas representan el 75% del costo total. Como lo señala Williem Post en su estudio “A mora realistic cost of Wind Energy”, es interesante señalar la gran diferencia de costos entre las instalaciones “onshore” y las instalaciones “offshore”. Típicamente, las turbinas offshore son por lo menos un 20% más caras por unidad de potencia instalada, y los precios de la cimentación, al menos 2.5 veces superiores para un mismo tamaño de la turbina. Es importante tomar en cuenta que los costos de operación y mantenimiento, especialmente en tecnología offshore, son muy poco accesibles, por lo que la información que se tiene es teórica y hasta cierto punto poco fiable.

4.4.2 Costos de operación y mantenimiento (O&M)

En el caso de las plantas eólicas, los costos de operación y mantenimiento son muy bajos en comparación con las plantas convencionales. Por tanto, las plantas eólicas se

pueden considerar intensivas en capital comparadas con las convencionales, en las que el costo del combustible juega un papel principal. Los valores típicos de costos de O&M en las plantas eólicas vienen a representar anualmente entre el 2-4% de los costos totales de la instalación, habiéndose mantenido este porcentaje casi constante durante los últimos años. El rango inferior de dichos costos (2%) se atribuye a las plantas “onshore”, mientras que las “offshore” se acercan al 4% (Post, 2013).

4.4.3 Costo de energía eléctrica

El costo de la energía eléctrica producida depende mucho del país donde se realice el análisis, no solamente debido a la calidad de los recursos eólicos de las zonas geográficas donde se construyen las plantas. En efecto, al proporcionar los costos, no siempre queda claro si se incluyen o no los incentivos gubernamentales recibidos (feed-in tariffs, bonos medioambientales, etc). Como consecuencia, la IEA (International Energy Agency) ha lanzado un programa para estudiar los métodos de cálculo del costo de la energía eólica y desarrollar una serie de recomendaciones para llevar a cabo estos cálculos.

De acuerdo a la IEA, también es necesario diferenciar en el caso de energías renovables intermitentes y no gestionables (como es el caso de la energía eólica), entre el costo a nivel de planta y a nivel de sistema eléctrico. Así, el costo a nivel de sistema eléctrico es más caro, dado que requiere que el sistema tenga disponibles reservas flexibles de energía para cuando deja de producirse electricidad con el recurso eólico. En este caso, el enfoque es exclusivo al costo a nivel de planta.

Por otro lado, la IEA reconoce que, en contra de lo esperado, el precio del kWh eólico bien ha aumentado desde su valor mínimo del 2004 o ha permanecido constante. A partir del año 2012, la IEA predice que los costos de la electricidad eólica bajarán, con una velocidad equivalente a un 10 % de su curva de aprendizaje.

Para efectos del análisis, se separó el costo de producción de electricidad onshore y offshore, y se tomaron valores promedios de costos de inversión, tasas de descuento de un 7% en 20 años, así como los valores más comunes de gastos de operación y mantenimiento.

Para el análisis de la producción de electricidad onshore se dividió en las instalaciones con factores de carga de 30% y 20%, contemplando instalaciones donde el recurso eólico es

alto. También se toma en cuenta valores de costos de inversión en España y en Estados Unidos publicados por la IEA, comparándolos con la evolución de los precios de la electricidad producidos en dichos países y las tendencias marcadas de cara al futuro.

De esta forma, la evolución producida hasta 2010 y esperada de los costos de la energía eólica onshore hasta 2018 (predicción más alejada que ha sido fijada por la IEA) estima que se produciría la paridad de red tomando, por un lado, el ajuste lineal de la evolución del precio medio y máximo anual de la energía eléctrica subastada.

En este sentido, se estima que aunque el costo de la energía eléctrica se ha estado incrementando de forma constante desde el 2003 hasta el 2010, ya en el año 2012 el costo de producción eléctrica con energía eólica empezó a alcanzar la paridad de red para localizaciones con factor de carga de un 20%. Por otro lado, en el mismo periodo, el costo de producción de electricidad a partir de energía eólica ha sido creciente y levemente superior al precio medio anual de la energía eléctrica subastada.

En relación con las predicciones del Departamento de Energía de Estados Unidos, se estima que para el año 2015 el costo de producción eléctrica con energía eólica con factor de carga de un 20% empezará a estar por debajo del precio de la energía eléctrica suministrada para el sector industrial, mientras que se ha mantenido por debajo del precio de electricidad para el sector residencial durante este periodo.

4.4.4 Payback energético, emisiones de CO₂ y costos externos

Los valores del retorno energético, tanto para tecnología eólica onshore como para la tecnología offshore, se sitúan entre 9 y 20 veces los necesarios para cubrir el ciclo de vida de la instalación eólica, lo cual coloca a esta tecnología encabezando a las fuentes de energía renovable en este aspecto.

En relación a las emisiones de CO₂, los estudios publicados dentro del proyecto NEEDS señalan que la tecnología eólica onshore emite unos 3 g/kWh, mientras que la tecnología eólica offshore alcanza unos 5 g/kWh, lo cual es atribuido a una mayor emisión de CO₂ en el proceso de fabricación de las instalaciones offshore.

Estudios más detallados de emisiones de gases contaminantes que se centran en proyectos offshore, determinan que el nivel máximo de contaminación se produce en el

proceso de fabricación. Mientras que durante el proceso de desmantelamiento la contaminación generada es mínima. Siendo el acero el mayor contribuyente al impacto medioambiental.

4.5 Tendencias tecnológicas futuras

4.5.1 Turbinas onshore

Dado que los vientos son más intensos en altura que a nivel del suelo y, además, presentan menos turbulencias, se va a seguir trabajando en el desarrollo de turbinas aún mayores. De esta forma, ya se están diseñando turbinas con potencias de hasta 10 MW y con alturas entre 150 m y 180 m. El diseño de turbinas con tamaños superiores a los indicados requerirá el desarrollo de nuevos materiales para las palas y la torre, con una elevada resistencia mecánica por unidad de masa y que, simultáneamente, sean flexibles. Los materiales que más se han considerado, son los compuestos de matriz polimérica con una mezcla de fibras de vidrio y de carbono. Los materiales compuestos deben mostrar un comportamiento apropiado, tanto en las pruebas de resistencia y rigidez (para evitar un excesivo doblamiento de las palas), como de fatiga. Las fibras de carbono proporcionan una excelente resistencia a la tracción, mientras que las de vidrio lo hacen a la compresión. Los materiales compuestos se van formando por laminación, por lo que también es muy importante el desarrollo de resinas termoplásticas de gran adherencia (Castillos, 2013).

Las pruebas de fatiga son de gran importancia debido a que las cargas mecánicas varían mucho con la intensidad del viento, las turbulencias y los procesos de parada y arranque del rotor. Adicionalmente, se exige que las palas tengan una vida útil promedio de 20 años, o más.

4.5.2 Microturbinas y turbinas urbanas

El sector de los microgeneradores está evolucionando a gran velocidad, gracias al desarrollo en ciudades de Dinamarca, Holanda, Irlanda, Italia o España. El mercado es en la actualidad muy amplio; donde existen cerca de 200 fabricantes en todo el mundo. Por lo que

se están estableciendo mecanismos de certificación y control de características básicas como la potencia, emisiones acústicas, vibraciones, pruebas mecánicas, entre otras. Además existen varias investigaciones sobre todas estas características, debido a que han existido casos en los que se han tenido que retirar microturbinas ya instaladas en edificios por el ruido que producían o a las vibraciones transmitidas al propio edificio. Debido a estos problemas, se ha establecido una serie de estándares para los equipos, a los que tienen que someterse los fabricantes de estas estructuras.

En la actualidad entidades como la Agencia Internacional de Energía (IEA), trabaja en las siguientes líneas de investigación y desarrollo:

1. evaluación del régimen de vientos según la localización de las microturbinas: en edificios altos aislados, en lugares con edificios de alturas similares (efecto embudo), en áreas libres de edificios: parques, riberas de ríos, etc.,
2. estimación del ruido y de los efectos de las vibraciones sobre la estructura de los edificios,
3. estimación del posicionamiento de la microturbina en el edificio: tejado, jardín, mástil sujeto a una pared lateral, etc.

Uno de los aspectos más interesantes se centra en la optimización del diseño de la microturbina en relación a su localización. Así como en espacios abiertos el mejor comportamiento corresponde a las turbinas de eje horizontal, en el caso de localizaciones urbanas con vientos muy variables y grandes turbulencias son las turbinas de eje vertical las que presentan un mejor comportamiento. A pesar de tener un menor rendimiento que las de eje horizontal, las turbinas de eje vertical presentan otras ventajas, como la de ser omnidireccionales, lo que significa que son capaces de responder a vientos de cualquier dirección. Además, un aspecto muy interesante del modelo Darrieus es que el especial diseño de las aspas hace que las fuerzas centrífugas y giroscópicas sean mucho más débiles, por lo que las aspas pueden ser más ligeras, ahorrando sustancialmente el material requerido para su fabricación.

4.5.3 Almacenamiento de energía eólica mediante aire comprimido (CAES)

Aunque ya se ha señalado que hay en funcionamiento algunas plantas grandes de almacenamiento de energía mediante CAES, no existe hasta el momento ninguna instalación en funcionamiento destinada únicamente al almacenamiento de energía eólica.

La primera instalación de este tipo para almacenamiento de energía eólica tiene previsto su entrada en funcionamiento este año, en el estado de Iowa en Estados Unidos. Constará además de un parque eólico de 100 MW y una unidad de almacenamiento CAES de hasta 268 MW

No sólo se plante el almacenamiento de aire comprimido en este tipo de instalaciones, sino también de calor. Esto permitiría lograr eficiencias con estos sistemas que podrían alcanzar hasta el 70% de efectividad.

4.5.4 Turbinas offshore

En este campo, se trabaja en la detección no-destructiva de los defectos de los distintos materiales del aerogenerador, con un mayor incentivo debido a las dificultades de mantenimiento de las plantas offshore. Por otro lado, los aerogeneradores offshore se ubican en ambientes más corrosivos que los onshore, por lo que constantemente se trabaja en nuevos materiales que de alguna manera reduzcan los efectos de la corrosión, y permitan una mayor vida útil a las instalaciones (Gremo, 2013).

En tecnología con plataforma flotante, hacen falta turbinas más grandes y más ligeras para poder producir más electricidad, tomando en cuenta que deben ser soportadas por dichas plataformas evitando posibilidades de hundimiento. Esta y otras razones preveen que la fibra de carbono (considerando que baje su precio), sustituya a la fibra de vidrio con epoxy en la fabricación de las palas del rotor, siendo un material mucho más rígido y por supuesto más ligero.

También se están realizando estudios tecnológicos para que los parques eólicos sean compatibles con los sistemas radar de defensa y meteorológicos a través de dos estrategias distintas: Primero, introduciendo datos telemétricos de dichos parques para ser identificados en los sistemas radar; y segundo, sustituyendo los actuales sistemas de radar por otros más modernos que puedan ser compatibles.

Por último, se está tratando de hacer más rentable la instalación offshore, combinando esta tecnología con la integración del aprovechamiento de energía proveniente de las corrientes marinas, en la plataforma y en el sistema de cimentación. Este tipo de sistemas híbridos podría mejorar la producción de energía de los parques offshore y extender su contribución energética.

4.5.5 Cimentación offshore

Posiblemente el mayor problema que existe en el desarrollo de turbinas offshore esté relacionado con la cimentación en aguas profundas, hasta unos 50 metros. Para profundidades menores a 25 metros, el problema de la cimentación se encuentra prácticamente resuelto. Pero sobre los 25m, existe solamente una serie de prototipos aislados, desconociéndose cuál será el más efectivo, dado que no existe todavía mayores datos al respecto.

De este modo, se trabaja en cimentaciones “jacket” (chaqueta o envoltura), similar a las torres eléctricas, que ya han sido desplegadas en la plantas eólica offshore, como la Beatrice en Escocia. También se han propuesto plataformas denominadas “autoinstalables”. Su diseño permite montar en tierra la mayor parte de la instalación para, posteriormente, “dejarla caer” en el lugar submarino donde se va a colocar. Finalmente, para el caso de aguas con profundidades superiores a los 50 metros, se ha llegado a la conclusión que puede ser más rentable la instalación de turbinas flotantes.

También se plantean sistemas de anclajes en tres puntos para profundidades entre 120 y 700 metros, con tecnología similar a la utilizada en plataformas petrolíferas. De este modo, se utilizarían sistemas de inclinación de las plasa del roto para estabilizar los movimientos de toda la estructura.

Por último, se plantea que para el futuro la tecnología de cimentación offshore contará con diferentes alternativas no sólo en función de la profundidad, sino también de otras variables como características del fondo marino, comportamiento del mar en el entorno, etc. Por lo cual, es necesario contar con más información que permita definir con mayor precisión este tipo de características técnicas en cada proyecto (Gremo, 2013).

4.5.6 Logística offshore

Se plantean diseños específicos de barcos para realizar las instalaciones en lugares determinados, con más de 100 metros y mangas superiores a 40 metros, capaces de transportar hasta 4 aerogeneradores de varios MW y colocarlos en profundidades de hasta 40 metros.

También se plantea la instalación de helipuertos para las labores de mantenimiento, junto con una buena predicción meteorológica que permita hacer estas operaciones en condiciones climáticas adecuadas. Sin embargo, una limitante es las distancias y condiciones bajo las cuales pueden acceder los helicópteros, por lo que se plantea también la construcción de módulos de acomodación de personal offshore, de forma similar a las plataformas petroleras, con la posibilidad de ser transportados a los lugares que se requiera en helicóptero o en barco de una manera segura y más rápida. En este sentido, ya se tiene mucha experiencia de la industria petrolera sobre valoraciones de circunstancias en las que se puede trabajar o no.

Por último, se plantea que las fábricas de tecnología eólica, se trasladen a lugares cercanos a la costa, ya que en muchos países, especialmente europeos, los proyectos a futuro serán offshore. Por supuesto, deberá ir de la mano de una excelente infraestructura portuaria y así facilitar el proceso de embarque de las nuevas instalaciones eólicas.

4.6 Hitos en innovación.

4.6.1 Góndolas localizadas a nivel del suelo

Varias compañías se han enfocado en el desarrollo de un sistema hidráulico de transmisión, con variador de velocidad (“gearbox”), que permite que la energía eólica capturada por el rotor sea transferida a la góndola de la turbina, la cual se coloca en la base de la torre.

Al estar a nivel del suelo, tanto el generador de electricidad como el variador de velocidad, es posible disminuir mucho el peso de la torre, y se facilitan las operaciones de mantenimiento. Hasta ahora se ha ensayado este nuevo sistema con éxito en turbinas de relativa poca potencia, pero ya se están realizando ciertas pruebas para implementarlo en aerogeneradores de 5 MW de potencia. Estos avances solo han sido posibles gracias a

financiamientos de gobiernos como el Noruego, por valores cercanos a los 6 millones de euros Post, 2013).

4.6.2 Torres híbridas de hormigón-acero de 100 – 150 m

Este tipo de torres, están compuestas de dos segmentos, el inferior compuesto por un prefabricado de hormigón construido in situ sobre la cimentación; y el superior fabricado en acero, como el de las torres convencionales.

Este proyecto permite, como se ha demostrado, que una torre de 100 m, por ejemplo, pueda llegar a los 140 m de altura sobre el nivel del suelo donde, al ser los vientos más veloces, se consigue una mayor eficiencia (alrededor del 18 %). Otra ventaja son las menores exigencias de diámetro de torre. De este modo, si se construyese una torre toda de acero con esa altura, el diámetro tendría que ser bastante superior a los 4.3 metros al de las torres de 100 metros, en las que se han realizado pruebas con este sistema híbrido. Con estas consideraciones, se incrementarían los problemas para el transporte de la torre desde el lugar de fabricación al de instalación.

4.6.3 Aerogeneradores flotantes

En el caso de la energía eólica marina resulta económicamente muy poco rentable la instalación de aerogeneradores en lugares de aguas con profundidades superiores a los 40 metros. Por este motivo se han desarrollado algunos prototipos de turbinas flotantes, las cuales pueden ser económicamente competitivas para profundidades superiores a los 25 metros.

Esta tecnología tiene como objetivo principal, el estudiar su viabilidad. Al momento ya se montó una primera turbina flotante a 100 kilómetros de la costa italiana. Sin embargo, recién este año, se colocó un aerogenerador flotante de 2.3 MW en el Mar del Norte en Noruega. En ambos casos, todavía no se han obtenido datos definitivos.

4.6.4 Integración directa CAES/eólica

La compañía General Compression acaba de proponer una importante variante a la integración CAES/eólica que consiste en reemplazar el generador eléctrico de las turbinas por un compresor de aire accionado directamente por el rotor. Así se evitarían los dos procesos de conversión involucrados en la actualidad: generación de electricidad y compresión del aire por medio de la electricidad generada. De todos modos, la mayor eficiencia señalada se ve contrarrestada por el costo adicional del sistema de tuberías de alta presión necesario para conducir el aire comprimido desde la góndola al lugar de almacenamiento del aire.

5 Biomasa

5.1 Descripción general

Biomasa es toda la masa viviente, tanto animal como vegetal, que existe sobre la tierra, incluyendo sus residuos. La biomasa puede ser convertida en calor u otras formas de energía, como la electricidad, cuando reacciona con el oxígeno en el proceso de combustión, siendo casi el único tipo de combustible utilizado por la humanidad desde la antigüedad hasta la revolución industrial, con un uso amplio en la actualidad, sobre todo en zonas de menor desarrollo.

La biomasa tiene una baja densidad energética comparada con los combustibles fósiles, la cual puede aumentar mediante su conversión en diversos biocombustibles por medio de procesos mecánicos, químicos o biológicos. De acuerdo a estas propiedades, nos vamos a enfocar en los aspectos tecnológicos relacionados con la biomasa sólida, la cual puede convertir parte de su materia en estado gaseoso, así se lo aprovecha también. Aunque vale aclarar que la biomasa líquida también es bien aprovechada para generar energía (BUN-CA, Biomasa 2014).

La biomasa también puede ser considerada como energía solar, almacenada en enlaces químicos de carbono-hidrógeno resultado de la actividad metabólica o de fotosíntesis de los organismos. Mediante este proceso, el CO₂, el agua y algunos nutrientes se transforman en biomasa. Esta se compone principalmente por hidratos de carbono, grasas, proteínas y minerales. El contenido energético almacenado por la biomasa varía entre los 8 MJ/kg de la

madera “verde” y los 15 MJ/kg de la madera “seca”, valores muy bajos comparados con los 55 MJ/kg del gas natural (Guerrero-Lemus 2009).

Según las estadísticas de la Agencia Internacional de la Energía, el suministro de biomasa (biomasa sólida primaria, biogás, biocombustibles líquidos y residuos municipales renovables) ha crecido continuamente desde los 26.05 EJ de 1971 hasta los 54.35 EJ de 2010, que son los últimos datos disponibles. De su totalidad, un 94,4% corresponde a biomasa primaria sólida, un 1.4% a biogás, un 3.1% a biocombustibles líquidos y un 1.1% a residuos municipales renovables.

De los 54.35 EJ de suministro de biomasa en 2010, sólo 1.02 EJ han sido dedicados a la producción de electricidad y calor, aunque su porcentaje ha ido en aumento en los últimos años. El reparto de suministro de tipos de biomasa se ha realizado en su mayoría a través de residuos municipales renovables, mientras que el porcentaje en biomasa sólida primaria es mínimo. Sin embargo, en términos absolutos el mayor volumen de biomasa dedicada a la producción tanto de electricidad como de calor procede de biomasa sólida primaria.

Si estudiamos la evolución de la producción de electricidad y calor a partir de la biomasa en los últimos años, observamos tendencias ascendentes en la mayoría de los casos. Más concretamente, en el caso de la producción de electricidad, se observa un constante incremento de la producción excepto en el caso de la biomasa líquida, siendo dominada la producción de electricidad a partir de biomasa sólida. En el caso de la producción de calor, también es la biomasa sólida la que encabeza el ranking por tipo de combustible utilizado.

El potencial técnico de la biomasa se estima que puede llegar a alcanzar los 1.500 EJ/año para el año 2050, aunque en la mayoría de escenarios en los que se contemplan criterios de sostenibilidad se considera un potencial anual entre 200 y 500 EJ. De esta forma, la masa forestal, residuos agrícolas y otros (residuos municipales incluidos) podrían proporcionar entre 50 y 150 EJ/año, mientras que el resto podría proceder de cultivos energéticos, excedentes por crecimiento de masa forestal y un incremento de la productividad agrícola. La gran variedad de orígenes de la biomasa a nivel geográfico también puede ayudar a mejorar la seguridad en el suministro energético.

5.2 Estado actual de la tecnología

Frente a otras tecnologías para el aprovechamiento de fuentes renovables, al ser la biomasa tan variada en su naturaleza, requiere tecnologías específicas para cada caso, tanto en el desarrollo y gestión de los cultivos como en su aprovechamiento energético.

5.2.1 Cultivos energéticos

Los cultivos energéticos están recibiendo una atención creciente por varios motivos: obtención de combustibles alternativos a los fósiles, reducción de las emisiones de CO₂, adquisición de una mayor independencia energética, aprovechamiento de las tierras en etapas de no cultivo, reducción de demanda de agua, etc.

Los cultivos forestales de madera para el aprovechamiento energético se realizan en bosques modificados con una mayor densidad de árboles. En la recolección de acopio forestal a corto plazo, se realiza el corte y recolección de la madera en períodos cortos, siendo el rendimiento anual en lugares favorables de hasta 10 toneladas por hectárea. La madera obtenida se utiliza generalmente para la producción de calor o de electricidad.

Para la obtención de bioenergía a partir de cosechas agrícolas, las plantas más utilizadas son la caña de azúcar y el maíz, que también se utilizan para la obtención de biocombustibles líquidos. Otras plantas como el girasol y la soja se utilizan para la producción de biodiésel. Es por esto que los cultivos energéticos se han incrementado en un 70% para la caña de azúcar y de 400% para el maíz (Reyes, 2009).

5.2.2 Técnicas de cultivo

Los dos aspectos esenciales son la disponibilidad de suelo y la productividad de dicho suelo. En la actualidad se estima que menos de un 1% del suelo a nivel mundial utilizado en la agricultura, se destina a cultivos energéticos. El rendimiento de los cultivos energéticos depende de muchos factores como el clima, el tipo de suelo, los recursos hídricos disponibles, la tecnología de aplicación, entre otros. Un rendimiento que se considera rentable es el de unas 10-12 toneladas de biomasa seca por hectárea al año, lo que equivale a un rendimiento energético de unos 220 GJ/ha.

Teniendo en cuenta que la cantidad de energía solar recibida en un año puede ser de 1.000 kWh por metro cuadrado. Si convertimos la energía solar en bioenergía, solo alcanzaría el 0.6%.

Las técnicas de cultivo varían de forma sustancial dependiendo de la zona geográfica e inclusive el país, básicamente por el costo de mano de obra y el acceso o no a sistemas automatizados.

En general, aumenta la productividad en el proceso de cultivo con el nivel de desarrollo del país considerado. Al momento existe todavía varias opciones para muchas mejoras, más aún si se considera que estas sean insertadas en países con mayor retraso en estos campos.

En el caso de cultivos en climas tropicales, la mayor parte de la bioenergía se obtiene del azúcar y el arroz. Precisamente el residuo fibroso de la caña de azúcar se utiliza a menudo para la producción de electricidad local en pequeñas plantas, y se suelen utilizar más que los de trigo y maíz para producir calor y electricidad. Mientras que el arroz, sus cascarillas, son las más apropiadas para su utilización en plantas de gasificación.

5.2.3 Cosecha, almacenamiento y transporte.

Evidentemente los cultivos energéticos, después de haber sido cultivados, deben ser sometidos a operaciones de cosechado, secado, troceado, y transporte de la materia orgánica. El objetivo es obtener un producto homogéneo, del tamaño apropiado, lo más denso posible (desde un punto de vista energético), y con un contenido de humedad bajo.

La cosecha de los residuos forestales surge también de las labores de limpieza y mantenimiento de los bosques, las cuales se recogen mediante técnicas análogas a las utilizadas en cosechas integradas. Sin embargo, actualmente entre los cultivos energéticos, los residuos más importantes en las regiones de climas templados provienen de la paja del trigo y del maíz. Estos residuos no se suelen ser utilizados sino que se queman en el campo; pero pueden ser prensados para facilitar su transporte, de forma que se alcanza una densidad energética apreciable, cercana a los 15 GJ/Tm.

Incluso, para incrementar la densificación energética de la biomasa, se suelen fabricar pellets mediante aplicación de presión en los residuos de la biomasa (principalmente aserrín), los cuales ya están siendo sometidos a estándares de calidad dentro de un creciente proceso de

comercialización. Los pellets también son fáciles de transportar y manipular. Sin embargo, los pellets absorben humedad, con lo que su valor calorífico puede disminuir por debajo de los 10 MJ/kg con su envejecimiento en contacto con la atmósfera.

Una opción adicional es someter a la biomasa a procesos donde se consideran temperaturas altas (entre 200 y 300° C), mediante los cuales la biomasa se convierte en un producto seco, hidrófobo y con mayor densidad energética, reteniendo hasta un 92% de la energía de la materia prima utilizada y convirtiéndose en pellets, lo que se estima que mejorará su costo. Además mediante este proceso, se facilita su transporte y almacenamiento.

Otra forma de mejorar energéticamente la biomasa es mediante procesos de pirolisis, en los cuales se calienta la materia prima en ausencia de oxígeno, produciendo carbón vegetal, bioaceites y biogás. La fracción de cada producto depende la temperatura y del tiempo de residencia de los vapores. El biogás producido se suele utilizar como aporte energético en el propio proceso de pirolisis. Los bioaceites obtenidos tienen un valor calorífico aproximado de 17.5 MJ/kg, pero la densidad calorífica (20 – 30 MJ/m³) suele ser el doble que la de los pellets; y hasta cuatro veces más que la de los productos de la torrefacción. Sin embargo, sólo alcanza la mitad de la capacidad calorífica del diésel.

Por otro lado, hay que considerar también el estiércol animal y los detritos de las aguas residuales urbanas, los cuales pueden ser una fuente importante de gases de efecto invernadero, llegando en algunos países a representar un porcentaje significativo de las emisiones de metano. Este tipo de biomasa se valoriza energéticamente por medio de la digestión anaeróbica para producir biogás en las haciendas ganaderas.

En relación a los residuos municipales renovables, se estima que en cada hogar de los países industrializados, se produce una tonelada al año. Esto significa un contenido energético de unos 9 GJ/Tm. Actualmente estos residuos se están valorizando energéticamente a través de procesos de combustión o digestión anaeróbica, produciendo gases que se pueden utilizar para la generación de calor o de electricidad. También se sitúan residuos en celdas impermeables en las cuales se producen gases de un modo natural por digestión anaeróbica, recogidos a través de mallas de tuberías perforadas y conectadas 20 metros de profundidad. La producción de gas de vertedero por tonelada de basura se estima en 150-300 m³, conteniendo una alta proporción de metano, y unos 6 GJ por tonelada de residuos (BUN-CA, Manual sobre energías renovables, 2010).

5.2.4 Combustión.

La combustión directa de la biomasa es la técnica más antigua empleada para su valorización energética, pero no es muy eficiente. Entre un 5 a 30% de eficiencia frente a un 85 a 90% si se utiliza en sistemas de cogeneración de electricidad y calor. La eficiencia en el proceso de producción de energía eléctrica oscila entre un 10% para calderas de vapor con potencias inferiores a 1 MW, y un 40% para más de 50 MW en turbinas de vapor combinados.

Generalmente la biomasa requiere primero un tratamiento físico sencillo: clasificación, trituración, compresión, secado al aire, y en algunos casos peletización. La baja eficiencia de la biomasa “verde” se debe en parte a la gran cantidad de energía que es necesario dedicar a la evaporación de toda el agua existente en la materia orgánica.

De la misma manera, la biomasa contiene una gran proporción de materiales volátiles que se emiten en forma de vapores o alquitranes (que provocan “la chispa” durante la combustión), lo que implica también que se invierta una cantidad de energía adicional que rebaja la eficiencia propia del proceso. Por este motivo, al diseñar la caldera se debe procurar que no se escapen estos vapores sin quemar, para lo cual se debe aportar oxígeno. Este tipo de plantas, se deben utilizar en plantas de generación entre los 5 y 10MW.

En el caso de los residuos municipales renovables, la materia prima es muy heterogénea, así como contaminada, lo que hace que se requieran estrictos controles de emisiones (sobre todo de las cenizas generadas por la combustión) y una excelente tecnología para poder valorizar energéticamente este tipo de residuos. De esta forma, las eficiencias de producción eléctrica típicamente alcanzadas se sitúan en un 22%.

Una mejora tecnológica es la combustión en lechos fluidizados (FBC), la cual permite una mejor transferencia del calor producido en la combustión, así como mejor control de la temperatura (no se requiere de un temperatura tan elevada para la ignición del biocombustible) y de los gases de combustión (NO y CO). El combustible en piezas se coloca sobre un lecho calizo que lo sustenta. En esta técnica, el aire se mezcla mejor con la biomasa durante la combustión, aumentando el rendimiento del proceso y permitiendo utilizar una biomasa menos homogénea, como es el caso de la materia obtenida en un relleno sanitario.

De acuerdo con Christian Wartha, en las plantas de generación de electricidad a partir de la biomasa, únicamente entre el 10 al 40% de la energía del combustible es aprovechada,

puesto que el resto se desprende como calor a la atmósfera y a los circuitos de refrigeración. Por eso, es mucho más eficiente la producción simultánea de calor y electricidad (co-generación, CHP). En este caso la eficiencia energética puede alcanzar un 80 y el 90% de efectividad; y el continuo avance tecnológico está enfocado en llegar a la mayor efectividad posible.

En las plantas CHP, el calor se puede utilizar para calentar agua para calefacción de las comunidades cercanas, o para procesos industriales. En las aplicaciones industriales el calor se suele transferir por medio de vapor de agua a una temperatura cercana a los 200°C y presiones de hasta 16 bar. La obtención de calor hace que la eficiencia en producción de electricidad se reduzca, pero no de manera considerable. En los países nórdicos existen numerosas plantas CHP, a veces asociadas a fábricas papeleras, para la producción simultánea de calor y electricidad a partir de la biomasa (Wartha, 2010).

5.2.5 Co-combustión

La co-combustión de biomasa en plantas térmicas de carbón para la producción de electricidad, puede contribuir de forma muy significativa a la reducción de emisiones de CO₂, como ya se ha demostrado en muchas instalaciones a nivel mundial. Generalmente, la proporción de biomasa quemada es de un 5% a un 10%, aunque en algunos casos se logra hasta el 25%. La co-combustión es la forma más eficiente y económica para convertir biomasa en calor y electricidad, ya que se suelen aprovechar las infraestructuras existentes de las plantas de carbón, y sólo se requieren pequeñas inversiones para la alimentación de la de biomasa.

Los procesos de co-combustión se pueden realizar de tres formas distintas. Primero, combustión directa, junto con el carbón, siendo el proceso más utilizado. Segundo combustión indirecta, donde el syngas (CO₂, H₂, CH₄) producto de la gasificación de la biomasa se quema con el carbón y además se evitan problemas de contaminación. Y tercero, combustión en paralelo, donde la biomasa se quema en una caldera separada, utilizando el vapor de agua que genera para alimentar también el circuito de vapor de la central.

Por otro lado, también es importante señalar las siguientes ventajas de la co-combustión. Se reducen las emisiones de CO₂, de óxido de nitrógeno y de dióxido de

azufre, sobre todo de manera comparativa con procesos con combustible fósil. También es costo de inversión es menor que utilizando quemadores específicos para biomasa. Además el rendimiento energético del que se obtendría en pequeñas unidades de biomasa es mucho mayor. Y, la reducción de riesgos asociados con situaciones de escasez de oferta de biomasa (Wartha, 2010).

5.2.6 Gasificación

En la gasificación de la biomasa, ésta se oxida parcialmente a altas temperaturas, alrededor de los 1000° C, con vapor de agua y aire (u oxígeno) para formar syngas, que también puede ser utilizado para otros fines secundarios distintos de su valorización energética (Wartha, 2010). El gas se puede utilizar en máquinas térmicas, turbinas de gas, o puede ser “co-combustionado”. Desde el punto de vista energético el proceso no es muy eficiente, ya que el total de la energía de los productos es menor que el de la biomasa inicial. Sin embargo, el combustible gaseoso producido es más versátil y menos contaminante.

Si la gasificación se realiza con aire, el biocombustible gaseoso tiene un valor calorífico de entre 3 y 7 MJ/Nm³. Por otro lado, si es con oxígeno, se pueden alcanzar hasta los 15 MJ/Nm³, aunque la producción de oxígeno requiere mucha electricidad. También se puede llegar a alcanzar los 20 MJ/Nm³ dentro de procesos de combustión indirecta, lo que representa el 45% de la capacidad calorífica del gas natural.

El syngas también puede ser limpiado de partículas e hidrocarburos condensables y quemado en un motor de combustión interna de gas, ofreciendo una eficiencia eléctrica del 35%, algo superior a lo alcanzado con las turbinas de vapor utilizadas en los procesos de combustión de biomasa. Esta eficiencia puede aumentar hasta un 40% si el syngas se utiliza en turbinas de gas.

5.2.7 Digestión anaeróbica

La digestión anaeróbica es la degradación biológica de la biomasa en ambientes libres de oxígeno. El principal producto de este proceso es el biogás, rico en CH₄ y CO₂. El proceso de digestión anaeróbica se realiza en dos fases. La primera es la hidrólisis y la

acetogénesis, que convierte la materia prima biodegradable en glucosa y aminoácidos, posteriormente convertidos en ácidos grasos. Y la segunda, metanogénesis del ácido acético, produciendo también CO₂.

Los dos pasos se pueden llevar a cabo en un reactor simple (digestión anaeróbica de paso simple) o en dos pasos (digestión anaeróbica de dos pasos), siendo este segundo proceso más eficiente pero más complejo y costoso.

El biogás, producto de la digestión anaeróbica puede operar directamente en sistemas CHP o ser mejorado para cumplir los estándares del gas natural y ser inyectado en gasoductos. La digestión anaeróbica puede operar con cualquier tipo de biomasa que pueda ser digerida por animales (es decir, excepto biomasa procedente de la madera). El proceso es especialmente eficiente con biomasa húmeda, fangos de depuradoras de aguas residuales, así como en celdas de vertidos de residuos municipales. Si la biomasa utilizada como materia prima no está contaminada, el digestato sólido puede ser utilizado inclusive como abono orgánico.

A continuación se detalla en la figura 10 un esquema general de los distintos procesos de conversión de diferentes tipos de biomasa sólida en electricidad, calor y combustibles gaseosos.

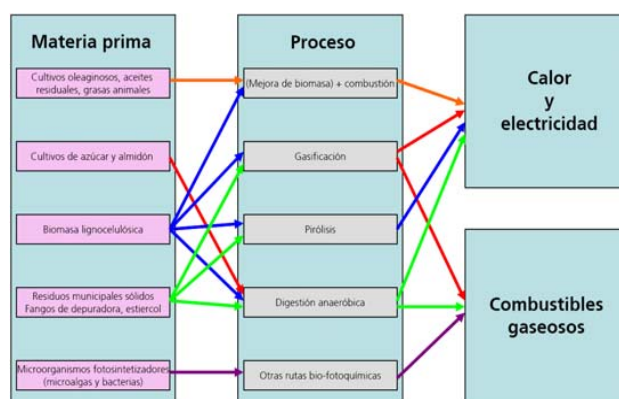


Figura 10.- Esquema general de distintos proceso en diferentes tipos de Biomasa

5.3 Etapas de desarrollo

En función del grado de penetración en el mercado, las distintas tecnologías que están impulsando el aprovechamiento energético de la biomasa sólida, se pueden encuadrar en

distintas etapas de desarrollo. Aunque se pueden considerar que compiten entre sí, generan un amplio campo para la investigación, desarrollo y demostración para lograr una mayor competitividad frente a las fuentes de energía fósil.

De este modo, aunque muchos tipos de cultivo y residuos se comercializan para su aprovechamiento energético sin ningún tipo de ayuda, se sigue investigando en nuevas variedades o la modificación genética de la biomasa actualmente utilizada.

En relación con las técnicas de cultivo, se han realizado importantes esfuerzos para introducir cultivos multifuncionales, así como más tecnología en países en desarrollo. En cuanto a la tecnología relacionada con la cosecha, almacenamiento y transporte, aún hay un campo muy extenso para la mejora tecnológica en procesos de densificación (pellets, torrefacción y pirolisis), y almacenamiento.

Sobre las tecnologías propias de aprovechamiento energético de la biomasa sólida, se puede considerar que los procesos de co-combustión son los más competitivos, aunque se plantean aún nuevos avances en la co-combustión indirecta y en paralelo. La siguiente tecnología más madura es la de combustión, existiendo oportunidades reales de nuevos desarrollos tecnológicos en ciclos Rankine orgánicos y motores Stirling (Wartha, 2010). Con algo más de retraso, pero también entrando en la fase de competición podemos situar la digestión anaeróbica, especialmente en cuanto al aprovechamiento del biogás en celdas de vertido de residuos en botaderos municipales. En cambio la digestión anaeróbica que trata de extraer hidrógeno de la biomasa aún se encuentra en fase de investigación y con pocos resultados efectivos hasta el momento. Por último, se puede calificar a la gasificación como el proceso menos desarrollado, teniendo muchas opciones la gasificación integrada de la biomasa en ciclo combinado, así como en pilas de combustible.

5.4 Costos actuales y futuros escenarios

Según Ricardo Guerrero-Lemus, frente a otros tipos de fuentes de energía renovable cuyo recurso es de libre acceso (sol, viento, etc.), con la excepción de los residuos municipales, el costo de la biomasa suele representar entre el 50 y el 90% del coste de producción de la bioenergía. Así, de forma general se suele tomar el rango entre 3 y 4 USD/GJ como límite superior de costos de energía de la biomasa si se quiere lograr una fuerte

expansión de este tipo de producción de energía en todos los sectores. Por otro lado, la utilización de residuos de la biomasa para otros fines, como alimento de animales, abonos, materiales, etc., puede aumentar el valor del producto y disminuir el costo de producción energética. También hay que señalar que la estructura de costos depende en gran medida de la infraestructura previa de la que se dispone, así como de la tecnología empleada para cosechar. Además, la falta de transparencia en algunos mercados, especialmente en el de recursos forestales, dificulta la asignación de precios de mercado.

De todas maneras, los costos de producción de biomasa forestal están muy establecidos, oscilando entre los 2.3 y 6.5 USD/GJ para biomasa entregada en las instalaciones de la planta de valorización energética. Estos costos varían significativamente en función del país, y vienen afectados por las condiciones específicas de la plantación, distancia al centro de valorización energética, técnicas de recogida, tratamiento de biomasa, etc.

En un análisis detallado por Guerrero-Lemus, sobre los costos de los procesos de densificación de la biomasa, los costos de producción de pellets a partir de la madera se sitúan entre los 80 y 100 USD/Tm, incrementándose en un 40% si se obtiene a partir de switchgrass.

Considerando precios de mercado de los pellets en unos 250 USD/Tm, se ha alcanzado costos de producción de electricidad de 0.07 USD/kWh, sin poder lograr un ajuste entre el precio de los pellets y del crudo. En cuanto a la fabricación de pellets a partir de biomasa sometida a procesos de calcinación, se estima que puede reducir los costos de logística hasta en un 50%, mientras que incrementa el costo de producción de la biomasa en un 10%.

Los costos de producción de calor en procesos de combustión en caldera a partir de pellets se sitúan entre los 15 y 120 USD/GJ, con un valor medio de 35 USD/GJ, lo que lo hace competitivo con los combustibles fósiles. Se espera una reducción de costos de tan sólo un 5% en el año 2030 (a precios constantes) incrementando tiempos de vida y eficiencias. A esto hay que añadir la red de distribución de calor supone un que costo adicional del 50%, al de inversión, estimulando a la concentración de clientes y a tasas de utilización superiores al 75% (Guerrero-Lemus, 2009).

Los actuales costos medios de producción de energía eléctrica a partir de la biomasa se sitúan entre los 0.10 y 0.25 USD/kWh. Además y como ya se mencionó, se espera una reducción de costos de tan sólo un 5% en 2030 (a precios constantes) incrementando tiempos de vida y eficiencias; así como una reducción hasta los 14 USD/kWh en 2050. A esto hay

que añadir que cuanto mayor sea el volumen de biomasa demandado por la instalación, mayores serán los costos de transporte.

En relación con las predicciones del Departamento de Energía de Estados Unidos, se estima que sólo los procesos de co-combustión producen energía eléctrica con un costo inferior al precio de venta para el sector industrial, estimando que para el año 2020 el costo de producción eléctrica con tecnología de combustión empezará a estar en esa situación.

Para la generación de calor, se espera que los costos se mantengan entre los 4 y 19 USD/GJ hasta el año 2050. En este caso, el costo de la red de distribución de calor incrementa por lo menos un 35% al costo de inversión, con una concentración de clientes en núcleos urbanos y a tasas de utilización superiores al 75% para hacer los sistemas rentables.

5.5 Tasa de retorno energético, emisiones de CO₂ y costos externos

El CO₂ producido por la valorización energética de la biomasa se podría considerar neutro desde el punto de vista contable, ya que dicha biomasa ha captado previamente el CO₂ de la atmósfera. No obstante, hay que contabilizar el resto de emisiones provenientes de las fases de construcción y desmantelamiento de la instalación de valorización energética, así como las emisiones producidas para cosechar la biomasa, tratarla y transportarla.

En este sentido, los trabajos más recientes, planteados para biomasa procedente de la madera y de residuos de la agricultura valorizada energéticamente a partir de tecnología CHP, han demostrado cómo la mayor parte de las emisiones de CO₂ proceden de la biomasa en sí, aunque seguidas muy de cerca por el proceso de operación; principalmente debido al transporte del combustible y a la fabricación de fertilizantes necesarios para el proceso (Eddine, 2012). Por otro lado, los gastos de construcción y desmantelamiento no llegan a superar el 10% de las emisiones globales. Además, en la fabricación de fertilizantes no sólo que se produce una gran cantidad de CO₂, sino que también se genera amoníaco y monóxido de di-nitrógeno.

En referencia al análisis de Boukelia Eddine, dejando de lado los resultados centrados en tecnología CHP, de cara al futuro será necesario especificar con más detalle el tipo de tecnología utilizada dado que, por ejemplo, la obtención de energía eléctrica a través de procesos de gasificación con biomasa emite menos CO₂ que la obtenida a través de procesos de combustión.

Adicionalmente, la producción energética con biomasa asociada a la tecnología CCS puede actuar como productora de emisiones negativas de CO₂, considerando que la biomasa capta CO₂ de la atmósfera, que es posteriormente almacenado. Por este motivo, es previsible que futuros estudios más rigurosos tengan en cuenta esta consideración e, incluso, distingan entre distintas tecnologías CCS.

Por último, en relación al retorno energético utilizando biomasa como combustible sólido, se estima un rango entre 4 y 16, mientras que los costos externos se sitúan en 2.5 USD/kWh producido (Eddine, 2012).

5.6 Tendencias tecnológicas futuras

5.6.1 Cultivos energéticos

La tendencia general apunta a que en el futuro, la producción de biomasa con fines energéticos estará basada en cultivos lignocelulósicos, con capacidad para crecer en suelos áridos y condiciones climáticas más adversas. Los cultivos lignocelulósicos también podrán desarrollarse, ya que tienen las ventajas de requerir menos cantidad de fertilizantes que los basados en biomasa alimenticia.

De la misma manera, que las cosechas dedicadas a la producción alimenticia, se están llevando a cabo, investigaciones sobre la selección de genotipos apropiados, para que los cultivos alcancen la mayor valorización energética posible. Como la reducción de las exigencias de recursos hídricos, en función de las condiciones climatológicas o tipos de suelo. Es importante considerar que, el objetivo natural de árboles y plantas, a partir de su evolución, es su supervivencia y no su mayor aporte energético; por lo que la modificación genética se plantea como una buena estrategia y no tan afectada por debates medioambientales más asociados a la seguridad alimenticia.

Por otro lado, la actividad de modificación genética para una mejor valorización energética de la biomasa presume una vía distinta de trabajo frente a la más habitual, centrada en conseguir una resistencia superior a herbicidas, pesticidas e insectos. De esta forma, a pesar de su interés, las investigaciones en el caso de la biomasa aun se encuentran relativamente poco desarrolladas. Existe poca información en cuanto a plantas modificadas

genéticamente para cultivos propiamente forestales, arbustos, matorrales, hierba, etc.

También es necesario hacer esfuerzos en el estudio de parámetros que afecten a la producción de biomasa, dado que ésta es susceptible a la volatilidad inherente a la producción biológica (debido a variaciones estacionales y en condiciones meteorológicas), lo que puede producir variaciones importantes en cantidad, calidad y lógicamente de precio.

Así como también, los efectos del cambio climático, ya que muchas zonas en las que actualmente es posible realizar cultivos energéticos, previsiblemente en un futuro no podrán ser utilizadas o requieran un cambio en el tipo de cultivo a desarrollar.

5.6.2 Técnicas de cultivo

Existe un gran interés en ir hacia el cultivo de biomasa en localizaciones multifuncionales de forma que, a través de la elección de buenas localizaciones, diseños, gestión e integración de sistemas de producción, se puedan ofertar servicios medioambientales extra que, de este modo, generen un mayor valor añadido a la producción. A la vez se busca un mejor aprovechamiento de suelos marginales o degradados. Por otro lado, se persigue mejorar las productividades en cultivo en los países en vías de desarrollo, lo que puede más que compensar los incrementos de demanda de biomasa para aplicaciones energéticas.

Se han realizado varios estudios para que el crecimiento en la producción de biomasa para cultivos energéticos no se produzca generando estrés en el recurso hídrico o pérdidas de biodiversidad. Al contrario, se considera que estos cultivos pueden tener la ventaja de ayudar a mejorar las condiciones y la fertilidad de suelos degradados, evitando procesos erosivos, siempre que se elijan las especies más adecuadas para cada zona.

5.6.3 Cosecha, almacenamiento y transporte

En este caso, los planteamientos para el futuro se centran, por una parte, en la necesidad de crear estándares para las cosechas, pero también se plantea que los nuevos cultivos energéticos tengan características lignocelulósicas perennes. De esta manera la intención es que no generen tensiones inflacionistas en la industria alimenticia, y que se garantice el constante acceso a mercado evitando costos derivados del almacenamiento y procesos de degradación de la biomasa almacenada.

También existen planteamientos para el desarrollo de biorrefinerías multiproducto, capaces de incrementar el valor añadido de la transformación de la materia prima. Con este proceso, se podrían reducir muy sustancialmente los costos de generación de energía a partir de la biomasa.

Como se sabe, la biomasa tiene una baja densidad energética comparada con los combustibles fósiles, a lo que se le suma una gran humedad (puede alcanzar el 55% del peso), por lo que es necesario incrementar el esfuerzo en el desarrollo de la tecnología de densificación (pellets, chipping, baling, bundling, pirolisis, calcinación). Mediante estas tecnologías se puede lograr disminuir los costos de transporte de forma considerable, con lo que se pueden desarrollar plantas de mayor tamaño, reduciendo los costos de la infraestructura de valorización energética por unidad de energía producida (Wartha, 2010). El aumento del tamaño de las plantas de aprovechamiento de la biomasa reduce costos pero por otro lado, aumenta las necesidades de biomasa, con lo que incrementa los costos de transporte de la misma (desde puntos cada vez más alejados), con lo que resulta necesario llegar a un punto óptimo entre ambas variables para dimensionar adecuadamente la planta.

Además, se están mejorando las técnicas de almacenamiento en función del tipo de biomasa, dado que la durabilidad de los stocks depende del tipo específico de cultivo del que proceda la materia. Adicionalmente, la biomasa con una humedad superior al 20% encuadra riesgos de autoignición y pérdidas de materia seca. En el caso de los pellets, es necesario investigar en nuevos procesos que permitan aumentar la estabilidad y resistencia a la abrasión, así como disminuir la emisión de polvo en uso doméstico.

En los procesos de pirolisis es especialmente importante lograr la estabilización de los bioaceites obtenidos, así como disminuir su contenido en agua, carácter corrosivo, viscosidad y reducir a un mínimo la gran cantidad (más de 300) productos químicos que lo componen. En este sentido, es necesario conocer mejor el tipo de reacciones térmicas que se producen, así como el papel que pueden representar los catalizadores en la mejora del proceso. También se proyecta que el producto sólido de la pirolisis se pueda utilizar en un proceso de co-combustión que aporte energía a la propia pirolisis.

Por último, en el caso de los residuos municipales renovables, es necesario mejorar los procesos de clasificación de residuos para que el costo de producción de energía sea competitivo. Actualmente la materia prima es muy heterogénea, y con niveles altos de

contaminación; lo que genera que se requieran estrictos controles de emisiones y una tecnología sólida para poder valorizar energéticamente este tipo de residuos.

5.6.4 Combustión

Una de las técnicas avanzadas de combustión para su aplicación en plantas de potencia eléctrica en las que se está investigando actualmente es la de combustión de biomasa en camas con fluidos circulantes (CFB). Esta tecnología, permite que pequeños granos de arena sean suspendidos por corrientes de aire con el objetivo de lograr una mayor transferencia del calor procedente de las partículas de la biomasa. Si las corrientes de aire son lo suficientemente rápidas, las partículas son transportadas fuera de la cama hacia el quemador y luego son recirculadas con el fin de mejorar la mezcla del aire con el combustible. De esta manera se incrementa la transferencia de calor.

Otra opción que se está planteando es el paso de los sistemas CHP a sistemas de trigeneración, en los cuales también se produce frío mediante procesos de absorción. De esta forma se disminuye la variación estacional que se produce en la demanda de calor, haciendo que la instalación resulte más rentable. Para generación de electricidad se deberá lograr desarrollar sistemas CHP más pequeños y menos costosos, los cuales se podrán adaptar mejor a la disponibilidad de recursos.

También se plantea hacer sistemas de combustión a la medida, para su mayor integración en distintos sectores industriales, especialmente en términos de temperaturas alcanzadas y de calidad de los gases de expulsión del proceso.

También será necesario desarrollar nuevos prototipos de calderas de combustión que sean más eficientes, de menor tamaño, que permitan quemar biomasa distinta de la madera (residuos de podas, residuos de cosechas, etc.) y que controlen las emisiones de gases contaminantes.

Finalmente, es necesario mejorar el suministro y almacenamiento de materia prima para el proceso de combustión, así como las variaciones en el nivel de humedad y la contaminación por metales pesados. Esto por razones de posterior contaminación atmosférica y para reducir la corrosión de la planta de combustión.

5.6.5 Co-combustión

En la actualidad la proporción de biomasa utilizada en sistemas de co-combustión ha llegado a alcanzar un 10%, pero se está trabajando en sistemas que puedan llegar de manera paulatina hasta el 20% por lo menos. En estos casos, es muy importante el tratamiento de las cenizas producidas, las cuales pueden depositarse en los quemadores y en los catalizadores, reduciendo la eficiencia del proceso. Se debe definir la forma de atenuar el perjuicio que causa a los sistemas de limpieza de los gases de escape el mix con biomasa. Y además, es clave poder determinar sistemas de co-combustión que puedan ser alimentados con biomasa de distintos tipos, con potencias caloríficas y técnicas de procesado diferentes (Gremo, 2013).

La eficiencia que se alcanza habitualmente en la generación de electricidad mediante la co-combustión se encuentra entre el 20 y el 25%, la cual se está tratando incrementar desde hace varios años. Uno de los procesos para mejorar estos rendimientos consiste en mejorar los materiales refractarios de las paredes de los hornos, de modo que permitan un mejor aislamiento térmico, causando una mayor temperatura de los gases, y por ende un aumento considerable de la eficiencia de la planta. Se están diseñando reactores más eficientes, así como un mejoramiento continuo en el procesamiento de la biomasa para que logre alcanzar una combustión mucho más completa. En procesos de co-combustión indirecta se han alcanzado eficiencias de hasta un 50% en sistemas de gasificación integrada con ciclo combinado

Finalmente, la co-combustión acompañada por un proceso previo de pirolisis de biomasa podría ser una ruta de reducción de costos adecuada, especialmente en lugares en los que los puntos de producción de biomasa se encuentran alejados de las centrales térmicas que utilizan carbón.

5.6.6 Gasificación

La viabilidad económica de la gasificación de la biomasa todavía no está demostrada a gran escala, por lo que existen actualmente varios programas de investigación y desarrollo relacionados con sistemas basados en turbinas de gas alimentadas por biomasa que tratan de avanzar en este sentido. Entre éstos destacaremos los sistemas BIGCC. El interés de estos

sistemas se basa en el hecho de que hasta el 85% de la energía de la biomasa es recuperada en gasificadores con oxidación parcial con oxígeno o vapor de agua. Esto, junto con el manejo del ciclo combinado, hace que la tecnología BIGCC posea una gran ventaja potencial sobre la simple combustión (Gremo 2010).

Un aspecto muy importante que se está investigando es la eliminación de contaminantes generados por el tratamiento de la biomasa (partículas, cenizas, amoníaco, sulfuros, etc.), los cuales producen corrosión y depósitos en las palas de las turbinas de gas. Por último, la técnica BIGCC puede tener mucho interés para la producción de energía, tanto calorífica como eléctrica, en las plantas de producción de etanol. Otra opción que está empezando a ensayarse es la utilización de la materia líquida producto del proceso de gasificación para fabricar combustibles líquidos, así como otros sub-productos a través de las biorrefinerías.

Otra opción es la síntesis de hidrógeno a partir de syngas para su utilización de forma integrada en pilas de combustible, estimándose una eficiencia de conversión en energía eléctrica de por lo menos el 55%. Aunque se requiere un mayor avance tecnológico, el syngas se puede utilizar para producir un gas rico en metano, denominado gas natural sintético, o ser convertido en combustible líquido a partir de procesos como el Fischer-Tropsch (para biocombustibles).

Finalmente, y como punto de aclaración es muy importante determinar con mucho más detalle cómo afecta la humedad de la biomasa al proceso de gasificación, así como la optimización de los procesos de limpieza de los reactores.

5.6.7 Digestión anaeróbica

El primer objetivo en esta área es mejorar los pretratamientos de la biomasa para reducir los tiempos de fermentación, reduciendo también costos y aumentando la fiabilidad de la tecnología, así como mejorando la limpieza del biogás (especialmente de H₂S, que es muy corrosivo). Estas mejoras se pueden realizar mediante tratamientos con ultrasonidos o reacciones enzimáticas, aún en fase de I+D (Gremo, 2010).

Otra vía, es mediante el mejoramiento de los procesos de pretratamiento y selección de

materia prima para retirar agentes contaminantes y lograr que el digestato producido en la digestión anaeróbica pueda ser utilizado como nutriente en diversas aplicaciones. Esta estrategia podría ser menos costosa que los procesos de limpieza del digestato contaminado dentro del sistema de valorización energética.

Siempre se está analizando la posibilidad de mejorar la tecnología de recuperación del biogás que se produce a partir de los residuos municipales de tipo orgánico mediante el proceso de la digestión anaeróbica. Las investigaciones están encaminadas a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, puesto que el metano es, desde este punto de vista, unas 40 veces más nocivo que el CO₂.

Por último, existen varios estudios permanentes sobre la producción de hidrógeno directamente a partir de la digestión anaeróbica de la biomasa en las denominadas pilas de combustible microbianas. El proceso de generación de hidrógeno ya ha sido logrado y comprobado; pero hacen falta plantas de demostración para comprobar la tecnología.

5.7 Hitos en preproducción.

5.7.1 La mayor planta de potencia eléctrica del Mundo accionada por biomasa.

En un futuro cercano la planta de generación de energía renovable no convencional, más grande del mundo está ubicada en Port Talbot (Gales), con una capacidad de 350 MW. Esta planta será capaz de proveer electricidad a más de 400 mil hogares. La planta, ha requerido una inversión de 650 millones de euros, y se estima que estará lista para finales del 2014. La planta se sustentará de virutas de madera y se espera que reduzca las emisiones de CO₂ a la quinta parte de las emisiones generadas por una central convencional a base de carbón (Wartha, 2010).

5.7.2 Nuevas estrategias para aumentar la producción de biogás a partir de aguas residuales.

Según Christian Wartha, varias empresas dentro de la Unión Europea y Estados Unidos, en vez de gestionar los excrementos de las aguas residuales a temperatura ambiente,

los calientan durante algunos días a 40° C y, posteriormente, transfieren el líquido fermentado a un segundo tanque a 5° C más frío. De esta forma, en cada fase se permite actuar de una manera más eficiente a distintas bacterias, incrementando un 30% la producción de metano. Otras opciones que se están planteando desde distintos centros de investigación son el bombeo mixto para acelerar la separación del metano y el movimiento de las bacterias, así como la utilización de ultrasonidos para la descomposición del residuo, consiguiendo incrementos en la producción de metano de por lo menos el 13%.

5.8 Hitos en innovación

Científicos de la Universidad de Minesota (USA) han demostrado que la tecnología de gasificación BIGCC se puede utilizar para la obtención de calor y electricidad en ciclo combinado, a costos muy bajos, en plantas de producción de etanol a base de maíz en proceso syngas. De esta manera, han comprobado que una planta de etanol que produce anualmente 190 millones de litros es capaz de generar continuamente una potencia de aproximadamente 30MW. La energía generada es utilizada en la producción de etanol, resultando alrededor de tres veces más económica que la energía convencional que utiliza gas natural (Figura 11).

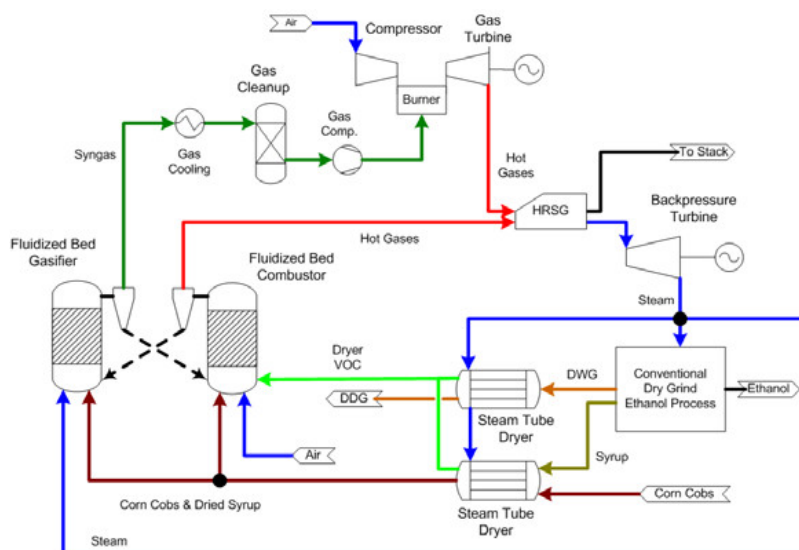


Figura 11.- Planta BIGCC de generación de calor y electricidad a partir de biomasa empleada en una planta de producción de etanol.

6 CONCLUSIONES

Es importante considerar que las conclusiones obtenidas son en base a este estudio específico, y que para el desarrollo del mismo, se consideró el análisis de los tipos de Energías Renovables No Convencionales más conocidas en nuestro medio; y con la información de la tecnología que está a nuestro alcance, ya que muchos desarrolladores mantienen la información de manera confidencial.

Hoy en día, las ERNC han alcanzado un grado de madurez y desarrollo tecnológico que permiten solucionar confiablemente diversas necesidades energéticas. En cuanto a los costos de inversión (no de operación), actualmente se encuentran en debate. Sin embargo, disminuirán sustancialmente y directamente proporcional con el desarrollo del mercado, con instrumentos normativos y financieros directos, con una clara y real voluntad de las autoridades.

Se debe tener presente que cada tecnología cuenta con características particulares y únicas que las diferencian unas de otras, donde no todas están en condiciones de actuales de ser explotadas (por ejemplo energía geotérmica y del mar), especialmente por el alto costo que esto implica. Se debe llevar a cabo una estrategia a largo plazo en donde se contemple una proyección de cada recurso, instrumentos de fomento, financiamiento y marco regulatorio diferenciado; para poder contar con alternativas limpias, que reemplacen a la energía tradicional proveniente del petróleo.

Las energías renovables no convencionales pueden contribuir a disminuir el uso de combustibles fósiles, aunque es indudable que las centrales convencionales serán siempre necesarias. Pero lo importante es que se comprenda, como país, que el empleo de recursos renovables no convencionales, puede llegar a constituir un aporte muy significativo para el abastecimiento eléctrico futuro del Ecuador, y de latinoamérica en general.

Para aprovechar de la mejor manera los recursos renovables, los sistemas eléctricos deben ser mejorados para incluir este tipo de plantas de generación a su matriz energética. Por lo general, el aprovechamiento de fuentes hidroeléctricas o geotérmicas, se ubican apartados a las líneas de transmisión, lo que genera altos costos en la interconexión. Si se considera que el único ingreso de estos sistemas es la venta de energía eléctrica, es evidente

que los tiempos de recuperación van a ser mayores, debido a estos incrementos en los montos de la inversión inicial (inclusive muchas veces no se los considera en el análisis inicial del proyecto).

Para que estas alternativas sean una realidad, el estado deberá desarrollar planes de incentivos y subsidios para proyectos pilotos que permitan recoger experiencia y generar mayores conocimientos en la industria. Adicionalmente, deberá apoyar a las instituciones educativas para que se fomente a la investigación y el desarrollo de este tipo de tecnologías de generación energética. Y complementariamente, incentivar a la sociedad para que se invierta en este tipo de tecnologías.

La madurez de la tecnología permite que el desarrollo de estos proyectos tengan cada vez riesgos menores, sin embargo en Latinoamérica no se cuenta con industria local que de soporte técnico necesario, frenando el desarrollo de proyectos a baja escala, y generando un desaprovechamiento en el potencial existente.

La estabilidad institucional y económica de un país, junto al incentivo en el incremento de los precios de las ERNC, permitirán generar un mayor desarrollo de los mismos. Especialmente en países, como el nuestro, que nuestra economía depende del desarrollo petrolero. Además, las normas técnicas que regulan el sistema eléctrico en nuestros países, direccionados a determinar la potencia real, el pago por peajes, el uso de suelos, estudios necesarios, la relación y participación de la comunidad, etc.; son de alta complejidad. Por lo que se crea un obstáculo para el ingreso de nuevos actores que no cuenten con la experiencia necesaria en este medio. Esto genera malas negociaciones y problemas a la hora de planificar el desarrollo de un proyecto nuevo. Por lo general, se quedan estancados y no terminan de desarrollarse.

Es muy evidente la necesidad de transparentar el mercado eléctrico, ya que en la actualidad los actores grandes son quienes controlan los sistemas de cada país, haciendo que proyectos más pequeños (generalmente relacionados a fuentes de ERNC), dejen de ser competitivos y mueren en el intento.

7 REFERENCIAS

- BIOMASS Users Network (BUN-CA). Manual sobre Energías Renovables: Energía Solar Fotovoltáica Obtenido Enero 2014. <http://www.bun-ca.org/publicaciones/FOTOVOLT.pdf>
- BIOMASS Users Network (BUN-CA). Manual sobre Energías Renovables: Energía Solar Térmica Obtenido Enero 2014. <http://www.bun-ca.org/publicaciones/SOLAR.pdf>
- BIOMASS Users Network (BUN-CA). Manual sobre Energías Renovables: Energía Eólica Obtenido Enero 2014. <http://www.bun-ca.org/publicaciones/EOLICA.pdf>
- BIOMASS Users Network (BUN-CA). Manual sobre Energías Renovables: Hidráulica a Pequeña Escala. Obtenido Enero 2014. <http://www.bun-ca.org/publicaciones/HIDRA.pdf>
- BIOMASS Users Network (BUN-CA). Manual sobre Energías Renovables: Biomasa Obtenido Enero 2014. <http://www.bun-ca.org/publicaciones/BIOMASA.pdf>
- Castillo, Luciano (2013). “Turbulence and Wind Energy”. Obtenido Octubre 2013. <http://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/14685248.2013.800702?journalCode=tjot20#.U2VYcccQwsE>
- Di Capua, Michel (2013). “Clean Energy Outlook in 2013”. Obtenido Diciembre 2013. http://allianceswitch.ca/wp-content/uploads/2014/02/14-02-Extrait-Presentation-Michel-Di-Capua-BNEF_SWITCH-Montr%C3%A9al.pdf
- Eddine, Boukelia (Agosto, 2012). “Solid waste as renewable source of energy”. Obtenido Octubre 2013. <http://www.journal-ijeee.com/content/pdf/2251-6832-3-17.pdf>
- Green, Martin (June 2009). “Progress in Photovoltaics”. Obtenido Diciembre 2013.
- Gremio (Diciembre, 2013). “Global Renewable Market Outlook – Wind 2013”. Obtenido Noviembre 2013. <http://about.newenergyfinance.com/about/services/gremio/wind>
- Gremio (Diciembre, 2013). “Global Renewable Market Outlook – Solar 2013”. Obtenido Noviembre 2013. <http://about.newenergyfinance.com/about/services/gremio/solar>
- Gremio (Diciembre, 2013). “Global Renewable Market Outlook – Bioenergy 2013”. Obtenido Noviembre 2013. <http://about.newenergyfinance.com/about/services/gremio/bioenergy>
- Guerrero-Lemus, Ricardo (2009). “Renewable Energies and CO2: Cost Analysis, Environmental Impacts” Obtenido Octubre 2013.

<http://books.google.com.ec/books?id=VVST5VPYqUoC&pg=PA180&lpg=PA180&dq=S.+Succar,+R.+Williams,+%E2%80%9CCAES:+Theory,+Resources,+and+Applications%E2%80%9D.&source=bl&ots=A56GFOiQKd&sig=03hu0tv2NtmFESQmW79WrITrUI&hl=en&sa=X&ei=e1pIU8XLCMbQsQTU0YHgDQ&ved=0CDEQ6AEwAQ#v=onepage&q&f=false>

(December, 2009), “Getting Warmer”,

<http://www.economist.com/node/14994872>

Hamilton, Katherine (June, 2011). “Back to the future. State of the voluntary Carbon Markets 2011”. Obtenido Noviembre 2013.

<https://www.greenbiz.com/sites/default/files/state-voluntary-carbon-offsets-2011.pdf>

<http://crashoil.blogspot.com/>

<http://erenovable.com/>

<http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>

<http://www.conelec.gob.ec/>

<http://www.energias-renovables.com/>

<http://www.esrl.noaa.gov/>

<http://www.gwec.net/>

<http://www.irena.org/>

<http://www.nrel.gov/>

<http://www.renovables-energia.com/>

<http://www.sectoresestrategicos.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2014/02/Balance-Energe%CC%81tico-Nacional-2013-base-2012.pdf>

International Energy Agency, IEA online data services,

http://data.iea.org/ieastore/product.asp?dept_id=101&pf_id=309

“Investment Incentives for Renewable Energy”. Obtenido Octubre 2013.

http://www.keepeek.com/Digital-Asset-Management/oecd/finance-and-investment/renewable-energies-in-the-middle-east-and-north-africa/investment-incentives-for-renewable-energy_9789264183704-9-en#page1

Kinzei, Matthias (2012). “Energy Exchange in an array of vertical-axis wind turbines”.

Obtenido Octubre 2013.

<http://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/14685248.2012.712698?journalCode=tjot20#.U2VY08cQwsE>

McCrone, Angus (2013), “Global Trends In Renewable Energy Investment”. Obtenido Diciembre 2013. <http://www.unep.org/pdf/GTR-UNEP-FS-BNEF2.pdf>

McCrone, Angus (Enero, 2014). “Value of the world’s carbón markets to rise again in 2014”, Obtenido en Noviembre 2013.

<http://about.bnef.com/press-releases/value-of-the-worlds-carbon-markets-to-rise-again-in-2014/>

OECD FactBook 2009 (April 2009). “Renewable Energy” Obtenido Diciembre 2013.

<http://www.oecd-ilibrary.org/docserver/download/3009011ec041.pdf?expires=1399150688&id=id&accname=guest&checksum=4D1C070F02C3B7E1F849994E0C534DF2>

OECD FactBook 2010 (May 2010). “Renewable Energy” Obtenido Diciembre 2013.

<http://www.oecd-ilibrary.org/docserver/download/3010061ec041.pdf?expires=1399150787&id=id&accname=guest&checksum=73A9E3582291F86895AAF1853EEFB77F>

(2008) Oil & Gas Journal,

http://www.ogj.com/index.html?cmpid=OGJ-Oil-Gas&s_kwcid=TC|24464|oil%20and%20gas%20journal||Sp|16425562895

Post. Willem (Noviembre 2013). “A more realistic cost of Wind Energy” Obtenido Diciembre 2013.

<http://theenergycollective.com/willem-post/310631/more-realistic-cost-wind-energy>

Ramírez , Enrique (2008). El Net Metering es una realidad en la República Dominicana

<http://www.suelosolar.es/newsolares/newsol.asp?id=6955>

Reyes, Patricio (2009). Apoyo al financiamiento de Proyectos de Energías Renovables No Convencionales. Líneas de Crédito: ERNC, Eficincia Energética y Medio Ambiente (capital de riesgo). Obtenido Febrero 2014.

<http://www.slideshare.net/jpenadonoso/apoyo-al-financiamientode-proyectos-de-ernc-1>

Tábara, JD (June, 2011). “Integrated climate governance in regions? Assessing Catalonia’s performance using the ‘climate learning ladder’”. Obtenido Noviembre 2013.

<http://link.springer.com/article/10.1007/s10113-010-0135-3>

Taylor, Peter (2010). “Energy Technology Perspectives”. Obtenido Diciembre 2013.

<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/etp2010.pdf>

The Economist (Agosto 2009). “A new growth Industry”. Obtenido Diciembre 2013.

<http://www.economist.com/node/14302001>

Universidad de Chile y Universidad Técnica Federico Santa María. Aporte Potencial de:
Energías Renovables No Convencionales y Eficiencia Energética a la Matriz Eléctrica,
2008 – 2025 Obtenido Enero 2014.

http://www.prien.cl/documentos/UEEE-SIC/ENERGIA_web.pdf

Wartha, Christian (2010). “Energy efficiency in waste-to-energy and its relevance with
regard to climate control”. Obtenido Noviembre 2013.

<http://wmr.sagepub.com/content/26/1/70.short>

Williams, Robert (2008). “Compressed air Energy Storage” Obtenido Octubre 2013.

https://www.princeton.edu/pei/energy/publications/texts/SuccarWilliams_PEI_CAES_2008April8.pdf