

Consultado en:
http://www.greenpeace.org/argentina/Global/argentina/report/2011/cambio_climatico/revolution-energetica-2011-baja.pdf

Fecha de consulta: 19/09/2013.

[r]evolución energética

UN FUTURO ENERGÉTICO SUSTENTABLE PARA LA ARGENTINA



EREC
EUROPEAN RENEWABLE
ENERGY COUNCIL

GREENPEACE



**Greenpeace Internacional,
Consejo Europeo de Energía
Renovable (EREC)**

fecha Septiembre 2011

**director del proyecto & autor
principal** Sven Teske, Greenpeace
Internacional

EREC Arthouros Zervos

Greenpeace Internacional
Sven Teske

investigación & coautores
DLR, Instituto de Termodinámica
Técnica, Departamento de Análisis de
Sistemas y Evaluación de Tecnologías,
Stuttgart, Alemania.

colaboradores

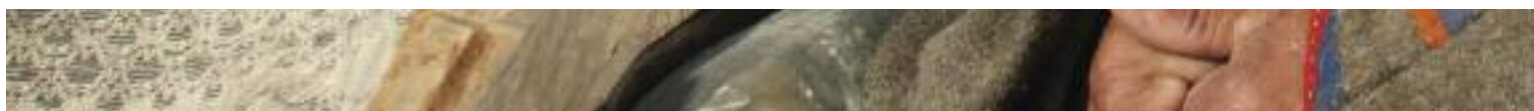


imagen EL PUEBLO INDÍGENA NENET SE MUEVE CADA 3 O 4 DÍAS PARA QUE SUS RENOS NO SOBREPASTOREEN LA TIERRA Y TAMPOCO SOBREPESCAN EN LOS LAGOS. LA PENÍNSULA DE YAMAL ESTÁ BAJO LA PESADA AMENAZA DEL CALENTAMIENTO GLOBAL, LAS TEMPERATURAS AUMENTAN Y EL ANTIGUO PERMAFROST RUSO SE DERRITE.



“Miraremos los ojos de nuestros niños y confesaremos

¿Que tuvimos la **oportunidad**,
pero faltó el **coraje**?

¿Que tuvimos la **tecnología**,
pero faltó la **visión**?”

Dr. Wolfram Krewitt (†), Dr. Thomas Peggler, Dr. Sonja Simon, Dr. Tobias Naegler. DLR, Instituto de Conceptos de Vehículos, Stuttgart, Alemania: Dr. Stephan Schmid. Ecofys BV, Utrecht, Holanda: Wina Graus, Eliane Blomen.

colaborador regional
Ernesto Boerio,
Greenpeace Argentina

editores Crispin Aubrey,
Caroline Chisholm

impresión LATINGRÁFICA,
Argentina, www.latingrafica.com.ar

diseño & diagramación
onehemisphere, Suecia,,
www.onehemisphere.se

contacto sven.teske@greenpeace.org,
ernesto.boerio@greenpeace.org,
erec@erec.org,

contenidos

introducción	6	6 resultados claves del escenario [r]evolución energética para argentina	52
resumen ejecutivo	8	6.1 demanda energética por sector	53
1 protección del clima y política energética	12	6.2 suministro de calor y refrigeración	54
1.1 el protocolo de kyoto	14	6.3 generación de electricidad	55
1.2 política energética internacional	14	6.4 costos futuros de la generación de electricidad	56
1.3 objetivos de las energías renovables	14	6.5 transporte	56
1.4 cambios de política en el sector energético	15	6.6 desarrollo de las emisiones de CO₂	57
		6.7 consumo de energía primaria	57
		6.8 futuras inversiones	58
2 implementando la [r]evolución energética	16	7 la revolución silenciosa – desarrollos anteriores y actuales del mercado	
2.1 revolución energética 2011 – resumen de la política energética argentina	17	7.1 mercados de centrales energéticas en ee.uu., europa y china	63
2.1.1 contexto legal e institucional en el sector energético	17	7.2 análisis del país: argentina	65
2.1.2 mercados y actores	17	7.3 el mercado mundial de las energías renovables	68
2.1.3 energía renovable	18	7.4 el empleo en la energía renovable mundial	69
2.1.4 problemas de política	19		
2.1.5 políticas para considerar	19	8 recursos energéticos y seguridad de suministro	70
2.2 mecanismo de apoyo al sistema de tarifa fija (ftsm): un plan de apoyo para las energías renovables en países en vías de desarrollo	19	8.1 petróleo	71
2.2.1 planes de apoyo financiero para la energía renovable	20	8.1.1 el caos de las reservas	71
2.2.2 mecanismo de apoyo al sistema de tarifa fija	20	8.1.2 las reservas de petróleo no convencional	71
2.2.3 financiando la [r]evolución energética con FTSM	22	8.2 gas	71
		8.2.1 gas de esquisto	72
3 energía nuclear y protección climática	24	8.3 carbón	72
3.1 ¿una solución para la protección climática?	25	8.4 nuclear	73
3.2 la energía nuclear bloquea las soluciones	26	8.5 energía renovable	82
3.3 la energía nuclear en el escenario de la [r]evolución energética	26	8.5.1 potencial global de la biomasa sustentable	83
3.4 los peligros de la energía nuclear	26	8.5.2 evaluación de los estudios del potencial de la biomasa	83
3.4.1 proliferación nuclear	26	8.5.3 potencial de los cultivos energéticos	88
3.4.2 residuos nucleares	27	8.5.4 potencial total de la biomasa	89
3.4.3 riesgos para la seguridad	27		
4 la [r]evolución energética	29	9 tecnologías energéticas	90
4.1 principios clave	30	9.1 tecnologías de combustibles fósiles	91
4.2 de los principios a la práctica	30	9.2 tecnologías nucleares	93
4.3 nuevo modelo de negocio	31	9.3 tecnologías de energía renovable	94
4.4 nuevo modelo de negocio	33	9.3.1 energía solar (fotovoltaica)	94
4.5 la nueva red eléctrica	34	9.3.2 energía solar concentrada	95
4.6 sistemas híbridos	35	9.3.3 colectores solares térmicos	96
4.7 redes inteligentes	36	9.3.4 energía eólica	96
		9.3.5 energía de la biomasa	97
5 escenarios para el futuro suministro de energía	38	9.3.6 tecnología de la biomasa	98
5.1 antecedentes del escenario	39	9.3.7 energía geotérmica	99
5.2 proyecciones del precio del petróleo y el gas	40	9.3.8 energía hidroeléctrica	99
5.3 costo de las emisiones de CO ₂	42	9.3.9 energía oceánica	100
5.4 proyecciones de costos para la generación eficiente con combustibles fósiles y la captura y almacenamiento de carbono (CCS, por sus siglas en inglés)	41	10 política climática y energéticas	101
5.5 proyecciones de costos para las tecnologías de energía renovable	42	10.1 política climática	102
5.5.1 fotovoltaicas (pv)	42	10.2 política energética y regulación del mercado	103
5.5.2 energía solar de concentración	43	10.3 metas e incentivos para las energías renovables	104
5.5.3 energía eólica	43	10.3.1 sistemas de precios fijos	104
5.5.4 biomasa	44	10.3.2 sistemas de cuotas de renovables	105
5.5.5 geotérmica	44	10.4 renovables para calefacción y refrigeración	105
5.5.6 energía oceánica	45	10.5 eficiencia energética e innovación	105
5.5.7 energía hidroeléctrica	45	10.5.1 electrodomésticos e iluminación	106
5.5.8 resumen del desarrollo de los costos de la energía renovable	46	10.5.2 edificios	106
5.5.9 tasas de crecimiento supuestas en diferentes escenarios	46	10.5.3 transporte	106
		11 glosario y apéndice	107
		11.1 glosario de términos comunes y abreviaciones	108
		11.2 definición de sectores	109



índice de figuras

figura 0.1	desarrollo de las emisiones de CO ₂ por sector en los dos escenarios de [r]evolución energética	11
figura 2.1	esquema del ftsm	21
figura 2.2	FiT versus generación de energía convencional	23
figura 3.1	construcciones de nuevos reactores iniciadas en los últimos seis años	26
figura 3.2	el ciclo del combustible nuclear	28
figura 4.1	cadena de valor de una central eléctrica	31
figura 4.2	un futuro de energía descentralizada	32
figura 4.3	la visión de la red inteligente para la [r]evolución energética	37
figura 5.1	costos futuros de inversión en energías renovables	46
figura 5.2	desarrollo esperado de los costos de generación de electricidad	46
figura 6.1	proyección de la demanda energética final total por sector para los tres escenarios	53
figura 6.2	desarrollo de la demanda de electricidad por sector para los escenarios de [r]evolución energética	54
figura 6.3	desarrollo de la demanda de calor por sector para los escenarios de [r]evolución energética	54
figura 6.4	desarrollo de la estructura del suministro de calor en los tres escenarios	54
figura 6.5	desarrollo de la estructura de generación de electricidad en los tres escenarios	55
figura 6.6	desarrollo de los costos totales del suministro eléctrico y desarrollo de los costos específicos de generación de electricidad en los tres escenarios	56
figura 6.7	el transporte en los tres escenarios	56
figura 6.8	desarrollo de las emisiones de CO ₂ por sector en los dos escenarios de [r]evolución energética	57
figura 6.9	desarrollo del consumo de energía primaria en los tres escenarios	57
figura 6.10	cuota del mercado de las inversiones – escenario de referencia vs escenarios de [r]evolución energética	58
figura 6.11	cambios en inversiones acumuladas en centrales eléctricas para ambos escenarios de [r]evolución energética	58
figura 6.12	costos de inversión en energía renovable para el escenario de [r]evolución energética	59
figura 7.1	mercado global de centrales eléctricas 1970-2010	62
figura 7.2	mercado global de centrales eléctricas 1970-2010, excluida china	63
figura 7.3	mercado anual de centrales eléctricas 1970-2010 en ee.uu.	63
figura 7.4	mercado anual de centrales eléctricas 1970-2010 en europa	64
figura 7.5	mercado anual de centrales eléctricas 1970-2010 en china	64
figura 7.6	cuota del mercado global de centrales eléctricas	65
figura 7.7	argentina: mercado de centrales eléctricas 1970-2010	66
figura 7.8	argentina: cuota del mercado de centrales eléctricas 2000-2010	66
figura 7.9	desarrollo histórico del mercado mundial de centrales energéticas por tecnología	67
figura 7.10	tasas de crecimiento promedio anual de capacidad de energía renovable y la producción de biocombustibles, 2005-2010	68
figura 7.11	capacidad instalada renovable en países en desarrollo, Europa y los primeros seis países en 2010 (no está incluida la energía hidroeléctrica)	69
figura 8.1	recursos energéticos mundiales	82
figura 8.2	rangos de potencial para diferentes tipos de biomasa	88
figura 8.3	análisis del potencial de bioenergía por diferentes autores	88
figura 8.4	potencial de cultivos energéticos a nivel mundial en los diferentes escenarios	89
figura 9.1	tecnología fotovoltaica	94
figura 9.2	tecnologías csp: colector cilindro-parabólico, receptor central / torre solar y disco parabólico	95
figura 9.3	tecnología de los paneles solares planos	96
figura 9.4	tecnología de las turbinas eólicas	97
figura 9.5	tecnología de la biomasa	97
figura 9.6	tecnología geotérmica	99
figura 9.7	hidrotecnología	99

índice de tablas

tabla 2.1	hipótesis para los cálculos del ftsm	22
tabla 2.2	programa ftsm	23
tabla 2.3	energía renovable para la argentina según el programa ftsm	23
tabla 4.1	cadena de valor de centrales eléctricas	33
tabla 4.2	las empresas de servicio públicos en la actualidad y en el futuro	33
tabla 5.1	proyecciones de desarrollo de los precios de los combustibles fósiles en US\$ al 2008	40
tabla 5.2	hipótesis sobre el desarrollo del costo de la emisiones de CO ₂	41
tabla 5.3	desarrollo de la eficiencia y los costos de inversión para las plantas de energía seleccionadas	41
tabla 5.4	hipótesis de costos de la energía fotovoltaica	42
tabla 5.5	hipótesis de costos de la energía solar de concentración (csp)	43
tabla 5.6	hipótesis de costos de la energía eólica	43
tabla 5.7	hipótesis de costos de la biomasa	44
tabla 5.8	hipótesis de costos de energía geotermal	44
tabla 5.9	ocean energy cost assumptions	45
tabla 5.10	hipótesis de costos hidroeléctrico	45
tabla 5.11	tazas de crecimiento media anual globales supuestas para las tecnologías renovables	47
tabla 6.1	proyección de la capacidad de generación de electricidad renovable en ambos escenarios de [r]evolución energética	55
tabla 6.2	ahorro en los costos de los combustibles y en los costos de inversión en los tres escenarios	60
tabla 7.1	tasas anuales de crecimiento de la energía renovable mundial	68
tabla 7.2	ranking de los primeros cinco países	68
tabla 7.3	el empleo en sector eléctrico renovable – países seleccionados y estimaciones mundiales	69
tabla 8.1	descripción general de las reservas y recursos de combustibles fósiles	72
tabla 8.2	supuestos sobre el uso de combustibles fósiles en los tres escenarios mundiales	73
tabla 8.3	potencial técnico de la energía renovable por tecnología para 2020, 2030 y 2050	83

índice de mapas

mapa 5.1	emisiones de CO ₂ para los escenarios de referencia y [r]evolución energética avanzado	48
mapa 5.2	resultados para los escenarios de referencia y [r]evolución energética avanzado	50
mapa 8.1	escenario de referencia y escenario de [r]evolución energética avanzada del petróleo	74
mapa 8.2	escenario de referencia y escenario de [r]evolución energética avanzada del gas	76
mapa 8.3	escenario de referencia y escenario de [r]evolución energética avanzada del carbón	78
mapa 8.4	escenario de referencia y escenario de [r]evolución energética avanzada nuclear	80
mapa 8.5	escenario de referencia y escenario de [r]evolución energética avanzada de energía solar	84
mapa 8.6	escenario de referencia y escenario de [r]evolución energética avanzada de energía eólica	86

introducción

“EN ARAS DE UN AMBIENTE SANO, ESTABILIDAD POLÍTICA Y UNA ECONOMÍA PRÓSPERA, ES AHORA EL MOMENTO DE COMPROMETERSE A UN FUTURO ENERGÉTICO VERDADERAMENTE SEGURO Y SUSTENTABLE.”



imagen UN TRABAJADOR ENTRA EN UNA TORRE DE UN AEROGENERADOR PARA MANTENIMIENTO EN EL PARQUE EÓLICO DE DABANCHENG. LOS MEJORES RECURSOS EÓLICOS DE CHINA SON POSIBLES POR LA BRECHA NATURAL EN TIANSHAN (MONTAÑA TIAN).

La política energética tiene un impacto dramático en el espectro social, político y económico. Los gobiernos y las empresas deben enfocarse en el hecho de que la energía es el elemento vital de la economía. Para los científicos, la cuestión crucial es la amenaza de cambio climático provocada por la combustión de combustibles fósiles. Las ONG se concentran en los impactos sociales y ambientales, y los economistas en la posibilidad de un cambio en el modo en que se produce nuestra energía. Para los ingenieros, la tarea es desarrollar nuevas tecnologías para suministrar y consumir energía de una manera más inteligente. Pero al fin y al cabo, todos somos consumidores y todos debemos hacer frente a la realidad de nuestro sistema energético, desde los precios volátiles hasta los derrames de petróleo. Tener acceso a la suficiente cantidad de energía es fundamental para hacer funcionar nuestras economías, pero al mismo tiempo nuestra demanda de energía se ha transformado en la fuente principal de emisiones de gases de efecto invernadero que ponen en riesgo nuestro clima. Algo tiene que cambiar.

Mientras que la última cumbre sobre cambio climático en Copenhague falló en el intento por llegar a un acuerdo, las negociaciones internacionales para abordar el problema siguen siendo una prioridad en la agenda política. Al mismo tiempo, los precios altamente volátiles de los combustibles fósiles están creando más y más incertidumbre para la economía mundial, generando un incentivo indirecto para invertir en

tecnologías de energía renovable que en este momento están en auge. En este contexto, la tercera edición del análisis de la [r]evolución energética se zambulle profundamente en lo que es posible en términos de estrategias de suministro energético para el futuro y cómo desarrollar una política energética y climática sustentable.

El acceso a la energía es de importancia estratégica para todos los países del mundo. En los últimos años los precios del petróleo han subido y bajado drásticamente, alcanzando un máximo histórico de \$147,27 en julio de 2008 y cayendo nuevamente a \$33,87 en diciembre. Aún así, a lo largo del 2009 el precio promedio del petróleo osciló entre \$60 y \$80 por barril. Al mismo tiempo, en Europa, con el precio del gas subiendo acorde al precio del petróleo, el impacto en el sector eléctrico y en el de suministro de calor ha sido enorme.

Sin embargo, la seguridad del suministro energético no sólo está influenciada por el costo de los combustibles, sino también por su disponibilidad física a largo plazo. Los países que no tienen su propia fuente de combustibles fósiles se han mostrado cada vez más interesados en las fuentes de energía renovable, no sólo por la estabilidad de precio que implican sino porque son autóctonas y producidas localmente.

imagen AEROGENERADORES EN EL PARQUE EÓLICO EN NAN'AO. PROVINCIA DE GUANGDONG ES UNO DE LOS MEJORES RECURSOS EÓLICOS EN CHINA Y YA ALBERGA A VARIOS PARQUES EÓLICOS INDUSTRIALES A GRAN ESCALA.



Las tecnologías de energía renovable producen ninguna o muy pequeñas cantidades de gases de efecto invernadero, y se basan en elementos naturales virtualmente inagotables como “combustible”. Algunas de estas tecnologías ya son competitivas. La industria de la energía eólica, por ejemplo, continuó con su crecimiento explosivo frente a una recesión global y una crisis financiera y es un testimonio del inherente atractivo de la tecnología renovable. En 2009 el nivel total de inversión anual en energía limpia fue de \$145 mil millones, lo que representa una caída de sólo 6,5% respecto de lo registrado el año anterior, mientras que la industria eólica mundial presenció un crecimiento en su mercado del 41,5%. Sólo en Estados Unidos la industria eólica creció casi un 40%. La industria renovable emplea actualmente cerca de dos millones de personas en todo el mundo y se ha vuelto uno de los rasgos principales de los planes nacionales de desarrollo industrial. Mientras, se espera que la economía de las energías renovables siga mejorando conforme se desarrollen técnicamente, en la medida en la que el precio de los combustibles fósiles siga aumentando y en la medida en la que al ahorro de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) le sea asignado un valor monetario. Esta comparación de costos, que ya es favorable a las renovables, ni siquiera tiene en cuenta los masivos costos externalizados de los combustibles fósiles, tales como el derrame de petróleo en el Golfo de México.

A pesar del pequeño descenso en las emisiones de combustibles fósiles en el mundo industrializado como consecuencia de la crisis económica, globalmente el nivel de dióxido de carbono relacionado con la energía sigue aumentando. Esto quiere decir que una economía recuperada resultará en el aumento en las emisiones de CO₂ una vez más, contribuyendo a los gases de efecto invernadero que amenazan nuestro planeta. Es necesario un cambio de política energética para que una economía creciente y una reducción de emisiones de CO₂ vayan de la mano. El análisis de la [r]evolución energética muestra cómo esto es posible.

Después de Copenhague, los gobiernos deben aumentar su ambición de reducir las emisiones e invertir aún más en hacer que la revolución energética suceda. Greenpeace cree que es factible llegar a un acuerdo Justo Ambiciosos y Vinculante (FAB, por sus siglas en inglés) en Durban a finales de este año, si hay suficiente voluntad política para celebrar un compromiso. Que hasta el momento parece faltar. Pero incluso si un acuerdo FAB no puede ser alcanzado en Durban, debido a la falta de la ambición y el compromiso por parte de algunos países, las principales partes del acuerdo podrían todavía lograrse. Específicamente aquellos relacionados con el compromiso de financiamiento a largo plazo, la protección del bosque y un objetivo global para la reducción de emisiones. El resultado sería que al momento de la convención de Medio Ambiente y Desarrollo a celebrarse en Brasil en el 2012 estaríamos celebrando un acuerdo que definitivamente mantenga la temperatura media global por debajo de 2 grados de aumento.

[r]evolución energética 2010

Esta es la tercera edición del escenario mundial de la [r]evolución energética. La primera fue publicada en enero de 2007 y cada análisis fue más profundo que el anterior. En la segunda edición presentamos investigaciones específicas para el sector del transporte y una investigación del camino hacia futuras inversiones en las energías renovables. Desde entonces hemos publicado escenarios específicos para

más de 30 países y regiones, hemos añadido un estudio sobre las repercusiones de los escenarios en el empleo y una inspección detallada de cómo debe mejorarse y adaptarse la red.

Esta edición ha vuelto a abrir nuevos terrenos. La [r]evolución energética 2010 no solo incluye el análisis financiero y los cálculos de empleo en paralelo con las proyecciones básicas, sino que también hemos agregado un segundo y aún más ambicioso escenario de [r]evolución energética. Esto fue considerado vital porque las rápidas mejoras en la ciencia climática durante el 2009 dejaron en claro que una reducción del 50% en las emisiones de CO₂ vinculado a la energía para el 2050 podría no ser suficiente para mantener el aumento de la temperatura media global por debajo de los 2°C. Puede ser necesaria una reducción aún mayor para evitar el cambio climático fuera de control.

El escenario de la [r]evolución energética avanzada ha cambiado cinco parámetros comparado con la versión básica. Estos son: que la vida útil económica de las centrales eléctricas de carbón se ha reducido de 40 a 20 años, que para calcular la tasa de crecimiento de las renovables se han tenido en cuenta las proyecciones avanzadas de la industria renovable, que el uso de vehículos eléctricos en el sector del transporte comenzará a tener éxito diez años antes, que la expansión de las redes inteligentes ocurrirá más rápido y, por último y no por eso menos importante, que la expansión de la energía basada en combustibles fósiles cesará después del 2015.

Una reducción drástica de los niveles de CO₂ y una proporción de más del 80% de renovables en el suministro energético mundial, son metas posibles para el 2050. Está claro que será un desafío técnico, pero el principal obstáculo es político. Necesitamos poner en marcha la [r]evolución energética con decisiones políticas fiables y de larga duración en los próximos años. Tomó más de una década hacer que los políticos fueran conscientes de la crisis climática; no tenemos una década más para acordar los cambios necesarios en el sector energético. Greenpeace y la industria de las energías renovables presentan el escenario de la [r]evolución energética como un plan práctico pero ambicioso. En aras de un ambiente sano, estabilidad política y una economía próspera, es ahora el momento de comprometerse a un futuro energético verdaderamente seguro y sustentable, un futuro construido sobre la eficiencia energética y las energías renovables, desarrollo económico y la creación de millones de nuevos puestos de trabajo para la próxima generación.

Arthouros Zervos
PRESIDENTE
CONSEJO EUROPEO DE
ENERGÍA RENOVABLE (EREC)
SEPTIEMBRE 2011

Sven Teske
UNIDAD DE CLIMA Y ENERGÍA
GREENPEACE INTERNACIONAL

Ernesto Boerio
CAMPAÑA CLIMA Y ENERGÍA
GREENPEACE ARGENTINA

resumen ejecutivo

“EN EL NÚCLEO DE LA TRJEVOLUCIÓN ENERGÉTICA ESTARÁ EL CAMBIO EN LA MANERA DE PRODUCIR, DISTRIBUIR Y CONSUMIR ENERGÍA”



imagen LA CENTRAL CONCENTRADORA DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA PS10 EN SEVILLA, ESPAÑA. LA TORRE SOLAR DE 11 MEGAVATIOS PRODUCE ELECTRICIDAD CON 624 GRANDES ESPEJOS MOVIBLES LLAMADOS HELIÓSTATOS. LA PLANTA DE RADIACIÓN SOLAR DISEÑADA CON ESPEJOS ES CAPAZ DE PRODUCIR 23 GWH DE ELECTRICIDAD, SUFICIENTE PARA SUMINISTRAR ENERGÍA A UNA POBLACIÓN DE 10.000 HABITANTES.

La amenaza de cambio climático, causada por el aumento de las temperaturas globales, es el desafío ambiental más significativo que enfrenta el mundo a comienzos del siglo XXI. Tiene implicaciones importantes para la estabilidad social y económica mundial, los recursos naturales y, en particular, para el modo en el que producimos nuestra energía.

El Acuerdo de Copenhague, convenido en la Cumbre sobre Cambio Climático en diciembre de 2009, establece el objetivo de mantener el aumento de las temperaturas globales por debajo de los 2° C y, a continuación, considera un límite de 1,5° C para el 2015. Sin embargo, las promesas de reducción de emisiones nacionales presentadas por varios países al órgano de coordinación de las Naciones Unidas, la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), en la primera mitad de 2010, posiblemente conduzcan a un mundo con emisiones globales de entre 47,9 y 56,3 gigatoneladas de dióxido de carbono equivalente (CO₂eq)¹ por año para el 2020. Esto es aproximadamente entre un 10 y un 20% más que los niveles de hoy día. En el peor de los casos, las promesas del Acuerdo de Copenhague podrían incluso permitir que los derechos de emisión excedan la proyección de “negocios como de costumbre” (Business as usual).²

Para evitar los impactos más catastróficos del cambio climático, el aumento de la temperatura global debe mantenerse lo más abajo posible de los 2°C. Esto aún es posible, pero el tiempo se está acabando. Para permanecer

dentro de este límite, las emisiones globales de gases de efecto invernadero deben alcanzar el máximo en 2015 y luego decaer drásticamente, llegando lo más cerca posible de cero para mediados del siglo XXI.

¿un nivel seguro de calentamiento?

La premisa de mantener el aumento de la temperatura global a 2° C se presenta a menudo como un “nivel seguro” de calentamiento, pero esto no refleja la realidad de los últimos avances científicos. Los mismos demuestran que un aumento de 2° C sobre los niveles pre-industriales plantearía riesgos inaceptables para muchos de los sistemas clave, naturales y humanos, del mundo.³ Incluso con un calentamiento de 1,5° C se proyecta en muchas regiones aumentos en las sequías, olas de calor e inundaciones, junto con otros impactos adversos como un aumento en el estrés hídrico para 1.700 millones de personas, en la frecuencia de incendios forestales y en los riesgos de inundación. Tampoco el quedarse por debajo de los 2° C descarta desastres a gran escala, como el derretimiento de las capas de hielo. La parcial deglaciación de la capa

referencias

1 EL CO₂ EQUIVALENTE ES LA CONCENTRACIÓN DE CO₂ QUE PRODUCIRÍA EL MISMO NIVEL DE FORZAMIENTO RADIATIVO QUE UNA MEZCLA DADA DE CO₂ Y EL RESTO DE LOS GASES DE EFECTO INVERNADERO REGULADOS EN EL PROTOCOLO DE KIOTO: METANO, ÓXIDO NITROSO, PERFLUOROCARBONOS, HIDROFLUOROCARBONOS Y HEXAFLUORURO DE AZUFRE.

2 COPENHAGEN ACCORD PLEDGES ARE PALTRY-JOERI ROGELJ, MALTE MEINSHAUSEN, *ABRIL 2010.

3 W. L. HARE. A SAFE LANDING FOR THE CLIMATE. STATE OF THE WORLD. WORLDWATCH INSTITUTE. 2009.



de hielo de Groenlandia, y posiblemente la del oeste Antártico podrían suceder incluso con un calentamiento adicional en el rango de entre 0,8 y 3,8° C por sobre los niveles actuales. Si queremos mantener la temperatura dentro de un límite aceptable, entonces necesitamos reducir significativamente nuestras emisiones de gases de efecto invernadero. Esto tiene sentido tanto a nivel ambiental como económico. El principal gas de efecto invernadero es el dióxido de carbono (CO₂), producido por el uso de combustibles fósiles para energía y transporte.

cambio climático y seguridad de suministro

Debido a las recientes y rápidas fluctuaciones en el precio del petróleo, la cuestión de la seguridad de suministro, tanto en términos de acceso como de estabilidad financiera, es ahora lo más importante en la agenda de la política energética. Una de las razones para esta fluctuación en los precios es el hecho de que todas las reservas comprobadas de combustibles fósiles, petróleo, gas y carbón, son cada vez más escasas y más costosas de producir. Los denominados recursos "no convencionales" como el petróleo a base de esquisto han resultado ser económicos en algunos casos, con consecuencias devastadoras para el ambiente local. Lo que es seguro es que los días del 'petróleo y gas baratos' están llegando a su fin. El uranio, el combustible para la energía nuclear, es también un recurso finito. Por otra parte, las reservas de energía renovable que son técnicamente accesibles en todo el mundo son lo suficientemente grandes como para proveer unas seis veces más que la energía que se consume actualmente en el mundo, para siempre.

Las tecnologías de energía renovable varían ampliamente en su madurez técnica y económica, pero existe un rango de fuentes que ofrecen opciones cada vez más atractivas. Éstas incluyen la energía eólica, la biomasa, la fotovoltaica, la termosolar, la geotérmica, la oceánica y la hidroeléctrica. Su característica en común es que producen cantidades muy pequeñas o ninguna de gases de efecto invernadero, y se basan en elementos naturales virtualmente inagotables como "combustible". Algunas de estas tecnologías ya son competitivas. La industria de la energía eólica, por ejemplo, continuó con su crecimiento explosivo durante la recesión global y la crisis financiera de 2008 y 2009 y es un testimonio del inherente atractivo de la tecnología renovable.

De acuerdo con el "Renewables 2011 - Global Status Report" publicado por REN21⁴ en julio de 2011, el nivel total de inversión anual en el 2010 en energías renovables ascendió a US\$ 207 mil millones, en comparación al récord de US\$ 150 millones del año anterior. La industria eólica mundial desafió la recesión económica y vio el crecimiento de su capacidad total instalada de 159 GW en 2009 a 197 GW en 2010. En el 2010, se añadió más capacidad de energía solar fotovoltaica conectada a la red en todo el mundo que en el 2009 año del boom. Y la economía de las energías renovables seguirá mejorando a medida que se desarrollan técnicamente, ya que el precio de los combustibles fósiles sigue aumentando y a medida que se le de un valor monetario al ahorro de emisiones de dióxido de carbono.

A la vez, existe un enorme potencial para reducir nuestro consumo energético, y continuar proporcionando el mismo nivel de servicios. Este estudio detalla una serie de medidas de eficiencia energética que, en conjunto, pueden reducir sustancialmente la demanda en la industria, los hogares, los negocios y los servicios.

referencia

⁴ RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY. [HTTP://BIT.LY/REN21_GSR2011](http://bit.ly/REN21_GSR2011)

la [r]evolución energética

El imperativo de cambio climático exige nada menos que una [r]evolución energética, una transformación que ya comenzó al mismo tiempo que los mercados de energía renovable siguen creciendo. En la primera edición mundial de la [r]evolución energética, publicada en enero de 2007, proyectamos una capacidad renovable instalada global de 156GW para el 2010. Al final de habían sido instalados 158GW. Sin embargo, es necesario hacer más.

los cinco principios clave detrás de este cambio serán:

- Implementar soluciones renovables, especialmente a través de sistemas energéticos descentralizados.
- Respetar los límites naturales del medio ambiente.
- Reducir progresivamente los combustibles sucios y no sustentables.
- Crear una mayor equidad en el uso de recursos.
- Desligar el crecimiento económico del consumo de combustibles fósiles.

Los sistemas de energía descentralizados, donde la electricidad y el calor son producidos cerca del punto de uso final, evitarán el actual derroche de energía durante la conversión y distribución. Las inversiones en "infraestructuras climáticas" tales como las redes inteligentes interactivas, así como también las súper redes para transportar grandes cantidades de energía eólica marina y energía solar de concentración, son esenciales. La construcción de grupos de micro redes renovables, especialmente para aquellas personas que viven en zonas remotas, será una herramienta central en el suministro de electricidad sustentable para casi dos millones de personas en el mundo a quienes el acceso a la electricidad les es actualmente denegado.

hacia un futuro renovable para argentina

Hoy en día, las energías renovables representan el 6,5% de la demanda argentina de energía primaria. La energía hidroeléctrica, que se utiliza sobre todo en el sector eléctrico, es la fuente principal. La cuota de las energías renovables para la generación de electricidad es del 30% (99,2% basado en grandes represas), mientras que su contribución al suministro de calor es de alrededor de 6,3%, que, en gran medida, corresponde a los usos tradicionales, como la leña recolectada. En la actualidad, alrededor del 90% del suministro de energía primaria aún proviene de combustibles fósiles. Ambos escenarios de la [r]evolución energética describen vías de desarrollo que convierten la situación actual en un suministro de energía sustentable, con la versión avanzada alcanzando el urgente objetivo de reducción de CO₂ más de una década antes que en el escenario básico.

El siguiente resumen muestra los resultados del escenario de la [r]evolución energética avanzada, que se logrará a través de las siguientes medidas:

- La explotación de grandes potenciales de eficiencia energética existentes asegurará que el aumento en la demanda de energía primaria sólo sea leve, de los actuales 3039,35 PJ/a (2007) a 3519,49 PJ/a en el 2050, comparado con los 5767,30 PJ/a en el escenario de Referencia. Esta dramática reducción es un pre-requisito crucial para alcanzar una porción significativa de fuentes

“El escenario a largo plazo se ha desarrollado hacia una eliminación completa de los combustibles fósiles en la segunda mitad de este siglo.”

de energía renovable en el sistema de suministro de energía global, compensando la eliminación gradual de la energía nuclear y reduciendo el consumo de combustibles fósiles.

- La electricidad en el sector del transporte y el hidrógeno producido por la electrólisis derivada del excedente de la electricidad renovable, tienen un papel mucho más importante en el escenario avanzado que en el básico. Después del 2020, la cantidad de energía final en los vehículos eléctricos en carretera subirá un 4% y para el 2050 llegará a un 48%. Habrá más sistemas de transporte público que utilicen electricidad, así como también el transporte de carga sufrirá un gran cambio, pasando de la carretera al ferrocarril.
- El incremento en el uso de la generación combinada de calor y electricidad (CHP) también mejorará la eficiencia de la conversión energética del sistema de suministro, utilizando cada vez más gas natural y biomasa. En el largo plazo, la decreciente demanda de calor y el gran potencial para producir calor directamente a partir de fuentes de energía renovable, limitará la futura expansión de la CHP.
- El sector de la electricidad será el pionero en la utilización de la energía renovable. Para el 2050, alrededor del 86,5% de la electricidad será producida a partir de fuentes renovables. Una capacidad de 82,5 GW producirá 297,42 TWh/a de electricidad renovable en el 2050. Una parte significativa de la generación de energía intermitente del viento y de los sistemas fotovoltaicos solares será destinada al suministro eléctrico de baterías de vehículos y a la producción de hidrógeno como combustible secundario para el transporte y la industria. Mediante el uso de estrategias de gestión de carga, la generación de electricidad en exceso será reducida y habrá más energía de balance disponible.
- En el sector de suministro de calor, la contribución de renovables se incrementará un 90,2% para el 2050. Los combustibles fósiles serán progresivamente reemplazados por tecnologías modernas más eficientes, en particular la biomasa, los colectores solares y la geotérmica. Las bombas de calor geotérmicas y, en las regiones del cinturón solar, la concentración de energía solar, jugarán un rol creciente en la producción industrial de calor.
- En el sector del transporte, los grandes potenciales de eficiencia energética existentes serán explotados por un cambio que pasará de las rutas al ferrocarril utilizando vehículos mucho más livianos y pequeños. Como la biomasa está restringida principalmente a instalaciones fijas, la producción de biocombustibles está limitada por la disponibilidad de materia prima sustentable. Los vehículos eléctricos, alimentados por fuentes de energía renovable, desempeñarán un papel cada vez más importante a partir de 2020.
- Para el 2050, el 79,2% de la demanda de energía primaria será cubierta por fuentes de energía renovables.

Para lograr un crecimiento económico atractivo de las fuentes de energía renovable, es de gran importancia una movilización equilibrada y oportuna de todas las tecnologías. Tal movilización depende de los potenciales técnicos, los costos reales, el potencial de reducción de los mismos y la madurez técnica.

También es importante resaltar que en el escenario de la Revolución Energética todas las centrales de carbón construidas entre el 2005 y el 2020 serán reemplazadas por fuentes de energía renovable. Para apoyar la creación de capacidad energética renovable en países en vías de

desarrollo, es necesario un nuevo y significativo financiamiento público, especialmente de los países industrializados. Es de vital importancia que los mecanismos de financiamiento específicos sean desarrollados en torno a las negociaciones internacionales sobre el clima que pueden ayudar a la transferencia de la ayuda financiera para la mitigación del cambio climático, incluyendo la transferencia de tecnología.

costos futuros

La energía renovable será inicialmente más costosa de implementar que los combustibles actuales. Los costos de generación de electricidad ligeramente más altos en el escenario avanzado de la [r]evolución energética serán, sin embargo, compensados por una menor demanda de combustibles en otros sectores, como la calefacción y el transporte. Asumiendo costos promedio de 3 centavos US\$/kWh para la implementación de medidas de eficiencia energética, el costo adicional para el suministro eléctrico bajo el escenario de la [r]evolución energética se elevará a un máximo de US\$2,5 mil millones/anuales en 2020. Estos costos adicionales, que representan la inversión de la sociedad en un suministro energético ambientalmente benigno, seguro y económico; continuará disminuyendo después de 2020. Para 2050, los costos anuales del suministro de energía eléctrica serán US\$ 22,5 mil millones/anuales por debajo de los del escenario de Referencia.

Se supone que los precios promedio del crudo aumentarán de US\$88 por barril en 2010 a US\$110 por barril en 2020, y seguirá aumentando hasta US\$150 por barril en 2050. Se espera que los precios de importación de gas natural se incrementen por cuatro entre 2007 y 2050, mientras que los precios del carbón casi se duplicarán, alcanzando los US\$160 por tonelada en 2050. Se aplica un incremento del precio por emisiones de CO₂, que se eleva de US\$20 por tonelada de CO₂ en 2020 a US\$50 por tonelada en 2050.

inversión en nuevas centrales de energía

El nivel total de inversión requerido en nuevas centrales eléctricas y centrales de CHP en Argentina hasta 2050 oscila entre US\$114 mil millones y US\$247 mil millones a través de los escenarios (basado en el tipo de cambio en dólares al 2005). Las principales fuerzas impulsoras para la inversión en nueva capacidad de generación son la creciente demanda y el envejecido parque de las centrales energéticas. Los servicios públicos deben elegir por qué tipo de tecnologías optar dentro de los próximos cinco a diez años basados en las políticas energéticas nacionales, en particular, la liberalización del mercado, las energías renovables y los objetivos de reducción de CO₂. Se necesitarían US\$187 mil millones de inversión para que el escenario de la [r]evolución energética se haga realidad: aproximadamente US\$72,5 mil millones más que en el escenario de Referencia (US\$114 mil millones). Esta diferencia relativamente grande es compensada enteramente a través de los ahorros en los costos de combustible. El escenario avanzado de la [r]evolución energética necesitaría US\$247 mil millones, un 32% más con respecto a la versión básica. Mientras que más del 40% de la inversión bajo en el escenario de Referencia se destinará a combustibles fósiles y centrales nucleares, es decir unos US\$47,5 mil millones; en el escenario de la [r]evolución energética, sin embargo, Argentina desplaza casi el 90% de la inversión hacia las energías renovables y cogeneración, mientras que en la versión avanzada hace este cambio aproximadamente de cinco a diez años antes. Para entonces, la



proporción de combustibles fósiles de la inversión del sector energético se concentrará principalmente en centrales de ciclo combinado de calor y electricidad y centrales de gas eficientes.

El ahorro total en los costos de los combustibles en el escenario de [r]evolución energética alcanza un total de US\$340 mil millones lo que equivale a US\$ 8,5 mil millones por año. La [r]evolución energética avanzada tiene ahorros en los costos de los combustible aún mayores: US\$ 406 mil millones lo que equivale a US\$ 10 mil millones por año. Esto se debe a que las energías renovables (a excepción de la biomasa) no tienen costos de combustible. Por lo tanto, en ambos casos, la inversión adicional para las centrales de energía renovable se refinancia en su totalidad a través de los ahorros en los costos de los combustibles. Esto es suficiente para compensar toda la inversión en capacidad de energía renovable y cogeneración (con exclusión de fósiles) de US\$ 163 a US\$ 225 mil millones necesarios para implementar cada uno de los escenarios de la [r]evolución energética.

desarrollo de las emisiones de CO₂

Mientras que las emisiones de CO₂ de la Argentina casi se duplicarán en el escenario de Referencia, en el escenario de la [r]evolución energética decrecerán de 155 millones de toneladas en 2007 a 67 millones en 2050. Las emisiones anuales per cápita caerán de 3,9 t a 1,3 t.

La [r]evolución energética avanzada desplaza el pico de emisiones de CO₂ relacionadas con la energía aproximadamente 5 años antes que en la versión básica, llegando a 2,3 t per cápita para 2030 y 0,6 t para 2050. Para el 2050, las emisiones de CO₂ de la Argentina se encuentran un 70% por debajo de los niveles de 1990.

A pesar de la eliminación progresiva de la energía nuclear y de la creciente demanda, las emisiones de CO₂ decrecerán en el sector

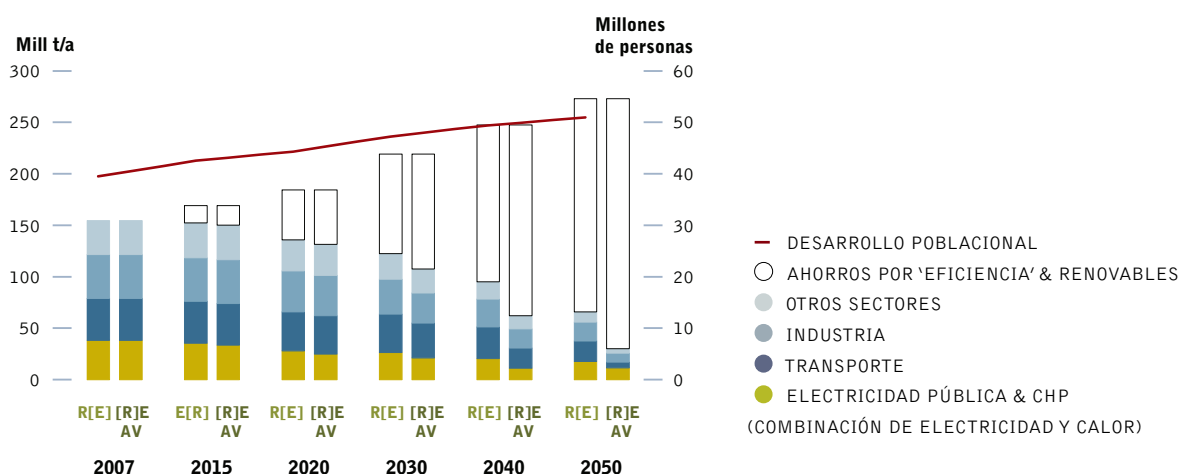
eléctrico en el escenario de la [r]evolución energética. En el largo plazo, las ganancias en eficiencia y el uso incrementado de electricidad renovable en los vehículos reducirán, incluso, las emisiones de CO₂ en el sector del transporte, transfiriendo sus emisiones parcialmente al sector energético. Con una cuota del 20% del CO₂ total en 2050, el sector energético se convertirá en la mayor fuente de emisiones.

cambios de política

Para hacer real la [r]evolución energética y para evitar un cambio climático peligroso, Greenpeace y el EREC demandan que las siguientes políticas y acciones sean implementadas en el sector energético:

1. Eliminar todos los subsidios para combustibles fósiles y energía nuclear.
2. Internalizar los costos externos (sociales y ambientales) de la producción de energía a través del comercio de emisiones de "tope y comercio".
3. Exigir normas estrictas de eficiencia para todos los aparatos de consumo, edificios y vehículos.
4. Establecer compromisos vinculantes para energías renovables y generación combinada de calor y electricidad.
5. Reformar los mercados de electricidad garantizando un acceso prioritario a la red para los generadores de energía renovable.
6. Proporcionar beneficios definidos y estables a los inversores, por ejemplo, a través de programas de primas.
7. Implementar mejores mecanismos de etiquetado y difusión para proporcionar mayor información ambiental sobre los productos.
8. Aumentar los presupuestos de investigación y desarrollo para la energía renovable y la eficiencia energética.

figura 0.1: desarrollo de las emisiones de CO₂ por sector en los dos escenarios de [r]evolución energética



protección del clima y política energética

GLOBAL

EL PROTOCOLO DE KYOTO
POLÍTICA ENERGÉTICA INTERNACIONAL

OBJETIVOS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES
CAMBIOS DE POLÍTICA EN EL SECTOR ENERGÉTICO



imagen LA ESTACIÓN LOCAL DE TELEVISIÓN DE ALASKA EMITE UNA ADVERTENCIA DE MAREAS ALTAS Y EROSIÓN MARINA EN UNA TORMENTA DE OCTUBRE DE 2006 QUE IMPACTA AL PUEBLO DE SHISHMARF. © GPR/ROBERT KNOTH

“nunca antes la humanidad se ha visto obligada a lidiar con una crisis ambiental tan inmensa”

GREENPEACE INTERNACIONAL
CAMPAÑA CLIMA

imagen WANG WAN YI, DE 76 AÑOS, AJUSTA EL PUNTO DE LUZ DEL SOL EN UN DISPOSITIVO SOLAR UTILIZADO PARA HERVIR AGUA. VIVE CON SU ESPOSA EN UNA HABITACIÓN EXCAVADA EN LA PIEDRA ARENISCA, UNA VIVIENDA TÍPICA DE LA POBLACIÓN LOCAL EN LA REGIÓN. LA SEQUÍA ES UNO DE LOS PELIGROS NATURALES MÁS DAÑINOS EN EL NOROESTE DE CHINA. EL CAMBIO CLIMÁTICO TIENE UN IMPACTO SIGNIFICATIVO EN EL MEDIO AMBIENTE Y LA ECONOMÍA DE CHINA.



El efecto invernadero es el proceso por el cual la atmósfera retiene parte de la energía del sol, calentando la tierra y moderando nuestro clima. Un incremento en los "gases de efecto invernadero" causado por el hombre ha intensificado este efecto, aumentando artificialmente las temperaturas globales y perturbando el clima. Estos gases de efecto invernadero incluyen el dióxido de carbono (CO_2), producido por la combustión de combustibles fósiles y la deforestación; el metano, procedente de la agricultura, los animales y los vertederos; y el óxido nitroso, resultante de la producción agrícola y de diversos químicos industriales.

Todos los días dañamos nuestro clima utilizando combustibles fósiles (petróleo, carbón y gas) para producir energía y transporte. Los cambios resultantes probablemente destruyan, en las próximas décadas, el sustento de millones de personas, especialmente en el tercer mundo, así como también ecosistemas y especies. Por lo tanto debemos reducir significativamente nuestras emisiones de gases de efecto invernadero. Esto debe aplicarse tanto a nivel ambiental como económico.

Según el Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC, según sus siglas en inglés), órgano de las Naciones Unidas que establece la opinión científica sobre Cambio Climático, se espera que la temperatura del planeta aumente $6,4^\circ\text{C}$ en los próximos cien años si no se toman acciones para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Este cambio se produce mucho más rápido que cualquier otro experimentado hasta ahora en la historia de la humanidad.

El objetivo de la política energética debería ser evitar un cambio climático peligroso, lo cual apunta a limitar el aumento de la temperatura global promedio, en comparación con los niveles preindustriales, por debajo de los 2°C , o incluso por debajo de $1,5^\circ\text{C}$. Por sobre estos umbrales, alcanzaremos peligrosos puntos de inflexión, se producirán daños a los ecosistemas y la alteración del sistema climático aumentará dramáticamente. Tenemos muy poco tiempo para cambiar nuestro sistema energético y alcanzar estos objetivos. Esto quiere decir que las emisiones globales tendrán que alcanzar su pico máximo y empezar a disminuir para el 2015.

La realidad del cambio climático ya puede ser vista en la desintegración del hielo polar, el deshielo del permafrost, la elevación del nivel del mar y las fatales olas de calor. No sólo los científicos son testigos de estos cambios. Desde los Inuit, en el lejano norte hasta los isleños cerca del Ecuador; las personas ya están luchando con los impactos derivados del cambio climático. Un calentamiento global promedio de más de 2°C amenaza a millones de personas con el aumento del riesgo de hambrunas, enfermedades, inundaciones y falta de agua. Nunca antes la humanidad ha sido forzada a luchar con una crisis climática tan inmensa. Si no tomamos acciones urgentes e inmediatas para proteger el clima, el daño puede ser irreversible. Esto solo se puede lograr a través de una rápida reducción en la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera.

Este es un resumen de los posibles efectos si permitimos que las tendencias actuales continúen:

Posibles efectos de un calentamiento bajo a moderado

- Elevación del nivel del mar debido al derretimiento de los glaciares y a la expansión térmica de los océanos como consecuencia del aumento de las temperaturas globales. Liberaciones masivas de gases de efecto invernadero por el derretimiento del permafrost y la desaparición de bosques.
- Un mayor riesgo de eventos climáticos extremos tales como olas de calor, sequías e inundaciones. Durante los últimos 30 años ya se ha duplicado la incidencia global de sequías.
- Impactos severos a nivel regional, tales como el desbordamiento de los ríos en Europa, inundaciones costeras, erosión y pérdida de humedales. Las zonas bajas de países en vías de desarrollo como Bangladesh o el sur de China serán afectadas por inundaciones.
- Graves amenazas a sistemas naturales como glaciares, arrecifes de coral, manglares, ecosistemas alpinos, bosques boreales, bosques tropicales, humedales de llanura y praderas nativas.
- Riesgo incrementado de extinción de especies y pérdida de biodiversidad.

Los mayores impactos serán en los países más pobres del África sub-Sahariana, sur de Asia, sureste de Asia y Sudamérica andina, así como también en pequeñas islas más desprotegidas ante el aumento de las sequías, la elevación del nivel del mar, la propagación de enfermedades y la caída de la producción agrícola.

Efectos catastróficos a largo plazo El calentamiento provocado por las emisiones puede disparar el derretimiento irreversible de la capa de hielo de Groenlandia, que en el transcurso de varios siglos provocará un aumento de siete metros en el nivel del mar. Nueva evidencia indica que la tasa de desprendimiento de hielo en la Antártida también revela un elevado riesgo de derretimiento. La ralentización, desplazamiento o cierre de la Corriente del Golfo Atlántico tendría efectos dramáticos en Europa, y alteraría el sistema global de circulación oceánica. Grandes emisiones de metano provenientes del derretimiento del permafrost y de los océanos llevarán a un rápido incremento de este gas en la atmósfera, con su consecuente calentamiento.

“el cambio climático ha pasado de ser un fenómeno predominantemente físico a ser uno de tipo social” (Hulme, 2009).”

1.1 el protocolo de kyoto

En reconocimiento de estas amenazas, los firmantes en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (UNFCCC) de 1992, acordaron el Protocolo de Kyoto en 1997. El Protocolo finalmente entró en vigencia a principios de 2005 y sus 165 miembros se reúnen dos veces al año para negociar el refinamiento y desarrollo adicional del acuerdo. Sólo una nación industrializada, Estados Unidos, no ratificó el protocolo.

En el Protocolo de Kyoto los países desarrollados asumieron objetivos individuales para reducir o limitar sus emisiones de gases de efecto invernadero en el periodo de referencia 2008-2012. Los países desarrollados, en conjunto, se comprometieron a reducir sus emisiones en un promedio de 5,2% respecto a sus emisiones de 1990. En la Unión Europea, por ejemplo, el compromiso es una reducción global del 8%. Con el fin de ayudar a alcanzar éste objetivo, la UE acordó el objetivo de aumentar su proporción de energías renovables del 6% al 12% en 2010.

En la actualidad, los 195 miembros de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) están negociando un paquete de nuevos acuerdos que deberían poner al mundo en camino para evitar el peligroso cambio climático. Como el primer período de compromiso del Protocolo de Kyoto está llegando a su fin a fines de 2012, es necesario un nuevo paquete para garantizar la continuidad del Protocolo de Kyoto en un segundo período de compromiso, así como un claro acuerdo sobre la provisión de fondos para el clima, y el apoyo para la adaptación, transferencia de tecnología y reducción de la deforestación. Al mismo tiempo se debe fijar un camino claro para acordar objetivos más fuertes y legalmente vinculantes.

Si el mundo realmente quiere evitar un peligroso cambio climático, entonces tendrá que asegurarse de que los países industrializados reduzcan sus emisiones en un promedio de un 40% en 2020, en comparación con su nivel de 1990. Asimismo, tendrá que proporcionar la financiación de, al menos, \$ 140 mil millones al año para los países en desarrollo que les permita adaptarse al cambio climático, proteger sus bosques y lograr su parte de la revolución energética. Los países en desarrollo deben reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero entre un 15 y un 30% en comparación con su crecimiento proyectado para el año 2020. Está claro que los gobiernos tendrán que hacer que la revolución energética suceda para poder alcanzar estos ambiciosos objetivos de reducción de emisiones.

1.2 política energética Internacional

En el presente, los generadores de energías renovables deben competir con viejas centrales, tanto nucleares como de combustibles fósiles, que producen electricidad a un costo marginal dado que los consumidores y contribuyentes ya han pagado por el interés y la amortización de la inversión original. Es necesaria la acción política para superar estas distorsiones y crear condiciones de competencia equitativas para que las energías renovables puedan competir.

En tiempos donde los gobiernos alrededor del mundo están en el proceso de liberar sus mercados eléctricos, la creciente competitividad de la energía renovable debería llevar a una mayor demanda. Sin embargo, sin apoyo político, la energía renovable sigue en desventaja, marginada por las distorsiones en los mercados mundiales de la electricidad creadas a través de décadas de masivo apoyo financiero, político y estructural a las energías convencionales. Desarrollar las renovables requiere, por ende, grandes esfuerzos políticos y económicos, especialmente a través de leyes que garanticen tarifas estables en un período de hasta 20 años. La energía renovable también contribuirá a un crecimiento económico sustentable, empleos de alta calidad, desarrollo tecnológico, competitividad mundial e industrial y liderazgo en investigación.

1.3 objetivos de las energías renovables

En los últimos años, con el propósito de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y aumentar la seguridad energética, un creciente número de países ha establecido objetivos para las energías renovables. Estos son expresados ya sea en términos de capacidad instalada o como porcentaje del consumo energético. Estos objetivos han servido como importantes catalizadores del aumento de la participación de la energía renovable en todo el mundo.

Sin embargo, un período de tiempo de sólo un par de años no es lo suficientemente largo en el sector eléctrico, donde el horizonte de inversión puede ser de hasta 40 años. Los objetivos de las energías renovables deben tener, por tanto, pasos a corto, mediano y largo plazo y deben ser legalmente vinculantes para ser efectivas. También deberían ser apoyadas por mecanismos de incentivo tales como tarifas de primas para la generación de energía renovable. Para que la proporción de energía renovable se incremente considerablemente, los objetivos deben plantearse de acuerdo al potencial local de cada tecnología (eólica, solar, biomasa, etc) y deben ser complementados por políticas que desarrollen las habilidades y bases de fabricación para entregar la cantidad convenida de energía renovable.

En los últimos años, las industrias de la energía solar y eólica han demostrado que es posible mantener un ritmo de crecimiento del 30 al 35% en el sector de renovables. En conjunto con la Asociación Europea de la Industria Fotovoltaica⁵, la Asociación de la Industria Europea de Energía Solar Térmica⁶, el Consejo Mundial sobre Energía Eólica⁷, el Consejo Europeo para las Energías Renovables y Greenpeace, se ha documentado el desarrollo de esas industrias desde 1990 en adelante y se ha realizado un pronóstico de crecimiento al 2020 y al 2040.

referencias

⁵ 'SOLARGENERATION IV', SEPTIEMBRE DE 2009.

⁶ GLOBAL CONCENTRATED SOLAR POWER OUTLOOK – WHY RENEWABLES ARE HOT! MAYO DE 2009.

⁷ 'GLOBAL WIND ENERGY OUTLOOK 2008', OCTUBRE DE 2008.

imagen UNA GRANJA DE SEMILLAS EN LA PARTE CONTINENTAL DE LA COSTA DE SUNDARBANS EN INDIA SE ENCUENTRA INUNDADA DESPUÉS EL CICLÓN AILA. INUNDANDO Y DESTRUYENDO RUTAS CERCANAS Y CASAS CON AGUA SALADA.



1.4 cambios de política en el sector energético

Greenpeace y la industria de renovables tienen cuales son los cambios de política necesarios para fomentar la transición a fuentes renovables.

Las principales demandas son:

1. Eliminar todos los subsidios para combustibles fósiles y energía nuclear.
2. Internalizar los costos externos (sociales y ambientales) de la producción de energía a través del comercio de emisiones de "tope y comercio".
3. Exigir normas estrictas de eficiencia para todos los aparatos de consumo, edificios y vehículos.
4. Establecer compromisos vinculantes para energías renovables y generación combinada de calor y electricidad.
5. Reformar los mercados de electricidad garantizando un acceso prioritario a la red para los generadores de energía renovable.
6. Proporcionar beneficios definidos y estables a los inversores, por ejemplo a través de programas de primas.
7. Implementar mejores mecanismos de etiquetado y divulgación para proporcionar más información ambiental sobre los productos.
8. Aumentar los presupuestos de investigación y desarrollo para la energía renovable y la eficiencia energética.

Las fuentes de energía convencionales reciben aproximadamente entre \$250 y 300 mil millones⁸ en subsidios por año en todo el mundo, resultando en mercados gravemente distorsionados. Los subsidios reducen artificialmente el precio de la electricidad, mantienen a las energías renovables fuera del mercado y apoyan tecnologías y combustibles no competitivos. La eliminación directa e indirecta de los subsidios a los combustibles fósiles y a la energía nuclear ayudaría a generar condiciones de competencia equitativas en el sector energético. Las energías renovables no necesitarían disposiciones especiales si los mercados consideraran el costo del daño al clima por la contaminación de los gases de efecto invernadero.



“si no tomamos medidas urgentes e inmediatas para proteger el clima el daño podría llegar a ser irreversible.”

imágenes 1. UNA VISTA AÉREA DEL PERMAFROST TUNDRA EN LA PENÍNSULA DE YAMAL. TODA LA REGIÓN ESTÁ BAJO LA PESADA AMENAZA DEL CALENTAMIENTO GLOBAL, AUMENTAN LAS TEMPERATURAS Y SE DERRITE EL ANTIGUO PERMAFROST DE RUSIA. **2.** SOVARANI KOYAL VIVE EN LA ISLA SATJELLIA Y ES UNA DE LAS MUCHAS PERSONAS AFECTADAS POR EL AUMENTO NIVEL DEL MAR: “HOY EN DÍA, LAS INUNDACIONES ESTÁN PASANDO AQUÍ. EL NIVEL DEL AGUA VA EN AUMENTO Y TAMBIÉN LA TEMPERATURA. NO SE PUEDE VIVIR AQUÍ, EL CALOR ES INSOPORTABLE. HEMOS RECIBIDO UNA LÁMINA DE PLÁSTICO Y HEMOS CUBIERTO NUESTRA CASA CON ELLA. DURANTE LOS PRÓXIMOS MONZONES ENVOLVEREMOS NUESTROS CUERPOS EN EL PLÁSTICO PARA NO MOJARNOS. SÓLO TENEMOS UNAS POCAS CABRAS PERO NO SABEMOS DONDE ESTAN. TAMBIÉN TENEMOS DOS NIÑOS Y NO PODEMOS ARREGLARNOS PARA DARLES DE COMER.” **3.** WANG WAN YI, DE 76 AÑOS DE EDAD, SE ENCUENTRA DENTRO DE SU CASA DONDE VIVE CON SU ESPOSA EN UNA HABITACIÓN EXCAVADA EN LA PIEDRA ARENISCA, UNA VIVIENDA TÍPICA DE LA POBLACIÓN LOCAL EN LA REGIÓN. LA SEQUÍA ES UNO DE LOS PELIGROS NATURALES MÁS DAÑINOS EN EL NOROESTE DE CHINA. EL CAMBIO CLIMÁTICO TIENE UN IMPACTO SIGNIFICATIVO EN EL MEDIO AMBIENTE Y LA ECONOMÍA DE CHINA. **4.** PUEBLO INDÍGENA NENETS CON SUS RENOS. LA POBLACIÓN DE NENETS SE MUEVE CADA 3 O 4 DÍAS PARA QUE SU GANADO NO SOBRE-PASADOOREE LA TIERRA. TODA LA REGIÓN Y SUS HABITANTES ESTÁN GRAVEMENTE AMENAZADOS POR EL CALENTAMIENTO GLOBAL, AUMENTAN LAS TEMPERATURAS Y SE DERRITE EL ANTIGUO PERMAFROST DE RUSIA. **5.** UN MUCHACHO SOSTIENE LAS MANOS DE SU MADRE, EN UNA COLA PARA EL SUMINISTRO DE AYUDA DE EMERGENCIA. LOS CIENTÍFICOS ESTIMAN QUE MÁS DE 70.000 PERSONAS QUE VIVEN EFECTIVAMENTE EN LA PRIMERA LÍNEA DEL CAMBIO CLIMÁTICO, SERÁ DESPLAZADO DE LOS SUNDARBANS, DEBIDO A LA SUBIDA DEL NIVEL DEL MAR PARA EL AÑO 2030.

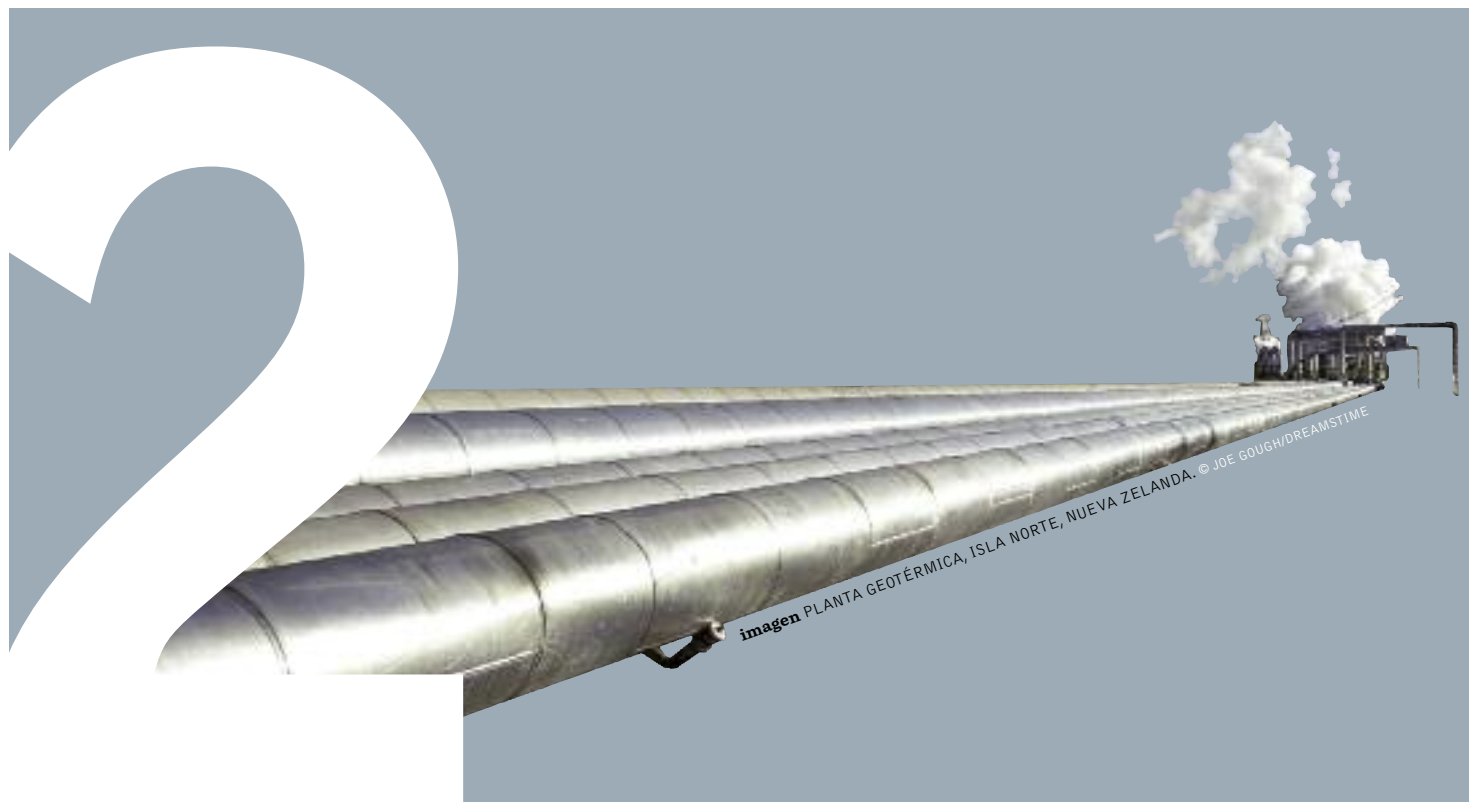
referencia

8 WORLD ENERGY ASSESSMENT: ENERGY AND THE CHALLENGE OF SUSTAINABILITY, PROGRAMA DE DESARROLLO DE LAS NACIONES UNIDAS, 2000.

implementando la [r]evolución energética

ARGENTINA & GLOBAL

RESUMEN DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA ARGENTINA
ESQUEMA DEL FTSM



“acortando la brecha”

GREENPEACE INTERNACIONAL
CAMPAÑA CLIMA



2.1 [r]evolución energética 2011 – resumen de la política energética argentina

2.1.1 contexto legal e institucional en el sector energético

marco legal Argentina es un estado federal. Su Constitución Nacional (1853, modificada en 1994) distribuye las responsabilidades entre autoridades federales y provinciales, y determina si las leyes y regulaciones serán uniformes a nivel nacional o variarán entre las distintas provincias. La utilización de los recursos naturales se encuentra bajo la jurisdicción provincial (art. 124), mientras que el gobierno federal sólo define estándares mínimos para la protección del medio ambiente (art. 41).

En 1992, la Ley 24.065 creó un mercado liberalizado en el sector eléctrico con actores privados en los tres segmentos del mercado (generación, transmisión y distribución) mientras que el Estado tiene el rol de supervisar y garantizar la transparencia.

El segmento de la generación tiene un entorno competitivo, con la participación de varios actores privados y el Estado. Por el otro lado, los segmentos de transmisión y distribución tienen una regulación más fuerte dado que son servicios públicos (monopolios naturales). Estos servicios son operados por compañías privadas; tienen la obligación de hacerlo llegar a todos los usuarios (“acceso libre”). En ambos casos tienen precios regulados y están obligados a realizar las inversiones necesarias para proporcionar un servicio de calidad. Una concesión para construir nueva capacidad es requerida para las centrales hidroeléctricas de más de 500 kilowatts (kW) utilizando flujos de agua pública. Las centrales térmicas no precisan una concesión. Si la central tiene una capacidad instalada superior a 5 MW necesita autorización para conectarse a la red, aunque no para consumo propio. Casi todos los generadores térmicos son agentes privados y la regulación de este negocio sólo cubre la seguridad pública y la protección ambiental. Vergonzosamente, la regulación ambiental en la Argentina no está bien articulada. La regulación está regida por múltiples leyes y normativas de diversas jurisdicciones (por ejemplo: nivel Federal, Provincial y Municipal). Por lo tanto, la regulación no es homogénea en todo el país, y a veces las normas aplicables no son precisas o son ambiguas.

El negocio de la transmisión de energía está regulado y sujeto a concesión por parte del gobierno federal. La expansión de nuevas líneas de transmisión está sujeta a mecanismos de mercado, aunque recientemente el gobierno ha estado expandiendo el sistema por su cuenta, aceptando la supervisión y operación por parte de una compañía de transmisión de alta tensión ya existente. El libre acceso a la red está concedido a todos los generadores.

La distribución de energía también es una actividad regulada. Requiere una concesión del gobierno federal y/o provincial. Los distribuidores pueden contratar el suministro de electricidad directamente de los generadores o comprarlo del mercado de corto plazo o spot.

Finalmente, la regulación no permite que los generadores de energía sean accionistas mayoritarios en una compañía de transmisión o de distribución (“integración vertical”).

Instituciones gubernamentales Secretaría de Energía (Ministerio de Planificación): se encarga de la definición y planificación de la política energética (electricidad, hidrocarburos, etc); regula el sector energético en coordinación con el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE). Las directrices sobre la política energética y las estrategias futuras, así como la revisión de las tarifas de energía son elaboradas por el Ministerio de Planificación.

ENRE (Ente Nacional Regulador de la Electricidad): es el principal cuerpo regulador; realiza la supervisión del mercado eléctrico; el establecimiento de tarifas (incluidos los cargos por conexión y utilización); verifica los objetivos de calidad y resuelve conflictos entre las partes.

CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico): supervisa el funcionamiento del mercado, planifica las necesidades futuras de energía (sin influencia obligatoria efectiva en la creación de nuevo suministro) y optimiza la red de acuerdo a las normas de la secretaría de Energía. CAMMESA planea el funcionamiento del Sistema Interconectado Nacional cada trimestre para cubrir la demanda y mantener un nivel de reservas (despacho económico de cargas), con una mayor optimización semanal y diaria.

SAyDS (Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable): sus principales responsabilidades son la coordinación y planificación de las políticas energéticas; la promoción del desarrollo sustentable y la implementación de políticas de supervisión, control y preservación del medio ambiente a nivel nacional.

ENARSA (Energía Argentina S.A.): en 2004, el gobierno creó ENARSA, que es actualmente propiedad del gobierno pero de la que está previsto vender acciones en el mercado abierto en algún momento. ENARSA está tomando el liderazgo en proyectos de energía renovable. El mandato de la compañía es amplio e incluye continuar con la exploración, extracción y producción de hidrocarburos. Incluye también la distribución y el comercio de energía eléctrica, y tiene derecho al comercio de todo tipo de activos energéticos. Estas actividades son llevadas a cabo por ENARSA misma, o por medio de acuerdos con terceros, o asociada a terceros, nacionales y extranjeros.

2.1.2 mercados y actores

Generadores de energía (privados y el Estado): compiten por despachar su capacidad basados en el costo marginal de la producción y el transporte en el sistema. Alrededor del 68% corresponde a compañías privadas (por ejemplo SADESA que tiene una capacidad instalada de 3859 MW; AES con 3265 MW; ENDESA con 3174 MW), el 26% a generadores estatales (principalmente hidráulicos, nucleares y diesel) y el 6% a las centrales de ciclo combinado del FONINVEMEM⁹ (asociación público/privada).

Los agentes del mercado pueden, a su vez, vender su energía en 3 mercados: I) el Mercado de Corto Plazo o Spot; II) el Mercado Regulado, y III) el Mercado Libre.

referencia

⁹ FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA” EL FONINVEMEM I FUE CREADO POR LA RESOLUCIÓN 712/04 DE LA SECRETARÍA DE ENERGÍA. EL FONINVEMEM II FUE CREADO POR LA RESOLUCIÓN 546/07 DONDE LA SECRETARÍA DE ENERGÍA CONVOCÓ A LOS AGENTES DEL MEM PARA PARTICIPAR EN EL FONINVEMEM II CON EL PROPÓSITO DE COMPLEMENTAR EL FINANCIAMIENTO DEL FONINVEMEM I.

Mercado de Corto Plazo o Spot. En este mercado el precio de entrega inmediata es establecido por el costo de generación marginal por hora (despacho económico). Desde 2003, CAMMESA ha basado esta fijación de precios marginales únicamente en centrales térmicas a gas, independientemente del combustible utilizado por las centrales (sujeto a un máximo de alrededor de 30 USD/MWh). Los generadores reciben recargos adicionales para cubrir los costos de funcionamiento (por ejemplo, el costo proporcional de los combustibles líquidos efectivamente utilizados) pagados por los grandes consumidores y el Estado; el resto es retenido por CAMMESA en una cuenta. En 2005, los créditos de los generadores contra CAMMESA fueron transformados en acciones de dos nuevas centrales térmicas de ciclo combinado de 800 MW (la Central Térmica José de San Martín y la Central Térmica Belgrano) que ya están en funcionamiento. Este esquema de retención de una parte de los créditos de las compañías generadoras¹⁰ a ser utilizados para la construcción de capacidad de generación adicional se ha conocido como FONINMEM. El mismo esquema fue puesto en marcha en el año 2010 para la construcción de capacidad de generación adicional. El mecanismo ha sido una medida efectiva para incrementar la capacidad de suministro ante la falta de inversiones privadas en el sector energético. Pero, al mismo tiempo, esta solución fue obligatoria y resistida por la mayoría de los actores privados.

Mercado Regulado. La energía para clientes regulados (residenciales y usuarios pequeños) es comprada por compañías de distribución a un precio regulado o estacional. Dado que las compañías generadoras venden esta energía al precio "spot" (más alto que el precio estacionario), la diferencia es acumulada en un fondo que se utiliza para estabilizar los precios de la energía para estos clientes. A partir de 2002, los costos trasladables a los clientes regulados fueron convertidos de dólares a pesos argentinos y se congelaron. En agosto de 2009, la Secretaría de Energía incrementó el precio estacional para clientes regulados (con excepción de los residenciales de bajo consumo) a fin de reducir el déficit del Fondo de Estabilización y la cantidad de subsidios. Sin embargo, a pesar de este incremento de precios, los precios actuales de la energía local aún se encuentran entre los más económicos de la región.

Mercado libre. En este mercado los grandes consumidores pueden comprar energía a los generadores y comercializadores. Existen 3 categorías de clientes libres: los Grandes Usuarios Mayores con una demanda mayor a 1 MW; los Menores con una demanda de entre 30 kW y 2 MW y los Particulares con una demanda de entre 30 kW y 100 kW. Los Grandes Usuarios Mayores deben contratar al menos el 50% de su demanda; mientras que las otras dos categorías deben contratar el 100% de su demanda.

Participación de compañías extranjeras. Existen muchas compañías extranjeras en el mercado energético local. Las compañías extranjeras son libres de participar en este sector. Como regla general, las compañías extranjeras pueden invertir en Argentina sin necesidad de registro o aprobación previa del Gobierno y en los mismos términos que los inversores domiciliados en Argentina. Los inversores extranjeros y nacionales tienen derechos libres e iguales para establecer y poseer negocios o para adquirir y disponer de intereses en empresas sin discriminación.

2.1.3 energía renovable

La Ley 25.019 que data de 1998 y se conoce como Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar, estableció el marco inicial para los proveedores de energía limpia. Determina que estas dos fuentes energéticas son "de interés nacional" y crea un incentivo a la inversión de 15 años para el sector privado: el aplazamiento del pago del Impuesto al Valor Agregado (actualmente del 21%) sobre bienes de capital o la amortización acelerada de estos bienes. También exigió la creación de un Fondo Fiduciario de Energías Renovables para financiar el mayor costo de estas fuentes de energía. La Ley estableció una remuneración de 1 centavo de peso argentino por kWh vendido al MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) y/o dedicado a los servicios públicos. El Fondo también estableció que los recursos provendrían de un cargo adicional aplicado a la demanda energética¹¹.

A esto le siguió la Ley 26.190 de 2006, conocida como Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinadas a la producción de energía eléctrica. Esta ley fue significativa porque estableció que en un plazo de 10 años el 8% de la energía eléctrica del país sea obtenida a partir de fuentes renovables. Las características específicas de esta ley debían ser reguladas por el Poder Ejecutivo a través del Ministerio de Planificación Federal, pero esto no ocurrió hasta mediados de 2009 a través del Decreto 562 y, por lo tanto, la inversión languideció. El Decreto 562/2009 proporciona mayor detalle sobre los incentivos ofrecidos para la inversión en proyectos de energía renovable. Los subsidios disponibles en el Fondo Fiduciario para Energías Renovables fueron incrementados a 1,5 centavos/kWh para la energía eólica, geotérmica y otras fuentes, y a 9 centavos/kWh para los proyectos de energía solar fotovoltaica. Esta nueva ley y su decreto, junto con la creación de ENARSA en 2005 y cámara de energías renovables en 2008 le dieron a la industria el empuje que necesitaba.

A fin de cumplir con dicho objetivo, el Gobierno creó el programa GENREN ("Generación Renovable"). Este programa estaba orientado a estimular el suministro de energía renovable. Creó un mecanismo de subasta que otorgaría a los ganadores un acuerdo de compra de energía a un precio fijo en USD/MWh de 15 años de duración. En mayo de 2009, ENARSA lanzó el GENREN I, una subasta de 1.015 MW en construcción, operación y mantenimiento de centrales a base de energía solar (térmica y fotovoltaica), biomasa, energía geotérmica, biogás,

referencias

10 EL FINANCIAMIENTO DE FONINMEM I Y II SE REALIZÓ A TRAVÉS DE LA CONTRIBUCIÓN DEL 65% Y DEL 50% DE LAS ACRENCIAS REGISTRADAS EN 2004 -2006 Y EN 2007, RESPECTIVAMENTE, COMO RESULTADO DE LA DIFERENCIA ENTRE EL PRECIO DE VENTA DE LA ENERGÍA Y EL COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN. LA CONTRIBUCIÓN TOTAL DE TODOS LOS ACREEDORES PRIVADOS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA FUE ESTIMADA EN US\$ 816 MILLONES. EN OCTUBRE DE 2005, LOS ACREEDORES DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA ANUNCIARON FORMALMENTE SU DECISIÓN DE GESTIONAR LA CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE DOS CENTRALES DE 800 MW CADA UNA. LOS COSTOS DE CONSTRUCCIÓN DE AMBAS PLANTAS FUE DE APROXIMADAMENTE US\$ 1,3 MILES DE MILLONES Y SE FINANCIARÍA CON LAS CONTRIBUCIONES AL FONINMEM I Y II, CON UN CARGO ADICIONAL ESPECÍFICO IMPUESTO A LOS USUARIOS Y CON APORTES DEL GOBIERNO NACIONAL. ESTAS CENTRALES ENERGÉTICAS ENTRARON EN ACUERDOS DE SUMINISTRO ENERGÉTICO CON CAMMESA POR UN PERÍODO DE 10 AÑOS PARA EL 80% DE LA ENERGÍA GENERADA, SIENDO LAS COMPAÑÍAS CAPACES DE DISPONER LIBREMENTE DEL 20% RESTANTE DE LA ENERGÍA GENERADA. AL VENCIMIENTO DE LOS ACUERDOS DE SUMINISTRO, LA PROPIEDAD DE LOS ACTIVOS DEL FIDEICOMISO SERÁN TRANSFERIDOS A LAS COMPAÑÍAS GENERADORAS DE ENERGÍA. A LOS ACREEDORES DEL MEM SE LES REEMBOLSARÁN LOS FONDOS APORTADOS AL FONINMEM, CONVERTIDOS A US\$ Y AJUSTADOS A LA TASA ANUAL DE LIBOR + 1%, EN 120 CUOTAS MENSUALES DE LOS FONDOS RECIBIDOS DE LOS FIDEICOMISOS DURANTE LA VIGENCIA DEL ACUERDO DE SUMINISTRO ESTABLECIDO CON CAMMESA.

11 LA LEY ESTABLECIÓ QUE EL FINANCIAMIENTO PROVENDRÍA DE UN INCREMENTO EN EL GRAVAMEN ESTABLECIDO EN LA LEY 24.065 ARTÍCULO 70. SIN EMBARGO, NO ESTÁ CLARO SI ESTE MECANISMO SE HA APLICADO ADECUADAMENTE.



residuos sólidos urbanos (RSU), biocombustibles y mini-centrales hidráulicas. Hubo 51 ofertas para una capacidad total de 1439 MW (42% por sobre el límite de 1015 MW). Los resultados de la subasta se dieron a conocer en junio de 2010. Hubo 32 proyectos aprobados totalizando una capacidad de 895 MW. En particular, se concedieron 17 proyectos de energía eólica, que suman 754 MW (rango de precios: 121-134 USD/MWh). Le siguieron 4 ofertas para tecnología térmica con biocombustibles que ganaron la licitación para una capacidad total de 110,4 MW (rango de precios: 258-297 USD/MWh). En tercer lugar, se aprobaron 20 MW distribuidos en 4 centrales solares fotovoltaicas (rango de precios: 547-598 USD/MWh). Por último, hubieron 5 ofertas ganadoras para mini-hidráulicas con un total de 10,6 MW (rango de precios: 150-180 USD/MWh).

A pesar de que la subasta de GENREN fue bastante exitosa para junio de 2011 sólo dos de estos proyectos habían comenzado su construcción (los parques eólicos Rawson I 48,6 MW y Rawson II 28,8 MW) ubicados en la provincia de Chubut. El principal cuello de botella para el desarrollo exitoso de estos proyectos ha sido el acceso limitado o la disponibilidad de financiamiento.

En noviembre de 2010, ENARSA lanzó una nueva subasta por 100 MW dentro del programa GENREN para la construcción, operación y mantenimiento de centrales energéticas a base de biomasa. Los resultados de la subasta se dieron a conocer en junio de 2011. Hubo 32 proyectos aprobados que totalizaron 140 MW de capacidad (rango de precios: 115-172 USD/MWh). Se espera que la adjudicación tenga lugar durante el tercer trimestre de 2011.

Los proyectos de energía renovable también pueden ser desarrollados de acuerdo con la resolución 220/2004 de la Secretaría de Energía. Esta resolución permite a los actores de la energía entablar negociaciones bilaterales con CAMMESA a fin de negociar un acuerdo de 10 años de suministro energético. Pero el programa GENREN demostró ser más atractivo para los empresarios energéticos que esta alternativa (existen aproximadamente 10 acuerdos firmados –o en proceso de firma– y ninguno de ellos está relacionado con las energías renovables).

2.1.4 problemas de política

Durante la última década, la regulación ha sido inestable. Ha habido una creciente intervención del gobierno, cambios continuos en las normativas y procesos de renegociación de tarifas. Se han emitido numerosas resoluciones desde la crisis de 2002 que afectan al sector energético, generando incertidumbres significativas para los actores del sector energético. Las medidas han incluido la fijación de precios máximos muy bajos para las centrales hidroeléctricas, el retraso de pagos a los generadores de energía¹², y la instrucción a las grandes industrias de que autoabastezcan su propio suministro para volúmenes por encima de sus demandas en 2005¹³.

En resumen, durante la última década el sector energético ha estado sufriendo un excesivo activismo regulatorio (por ejemplo, FONINMEM) así como la intervención indirecta del gobierno en el mercado a través de ENARSA (programas GENREN), que crean oportunidades para los nuevos actores, así como amenazas para los actores existentes (principalmente grandes inversores internacionales).

La falta de normativas estables y previsibles desde el punto de vista del sector privado es el principal problema para el desarrollo del mercado energético (incluida la energía renovable). Los inversores del mercado local demostraron estar en mejores condiciones que los grandes actores internacionales para hacer frente a este escenario, y han estado recuperando participación en el mercado y patrocinando la mayoría de los proyectos de energía renovable.

2.1.5 políticas para considerar

Debido a la falta de inversiones suficientes en la última década, el suministro de energía se está volviendo crítico para hacer frente a la demanda energética. Durante este período de tiempo, el país se convirtió en un importador neto de energía. Solía exportar gas natural y energía a Chile y actualmente está importando volúmenes crecientes de gas natural de Bolivia y Gas Natural Licuado (GNL) y combustibles líquidos de mercados internacionales.

Asimismo, la producción de energía primaria ha ido disminuyendo debido a una combinación entre la creciente demanda y la falta de inversiones suficientes en exploración y producción. Por diversos medios, el Gobierno ha estado subsidiando los precios de la energía por temor a que una recuperación de los precios de la energía pudiera provocar una mayor inflación o el descontento popular.

Actualmente los precios de la energía no reflejan los costos de generación, las colecciones de CAMMESA no son suficientes para remunerar el suministro energético y por lo tanto el Gobierno, a través del Tesoro Nacional, ha estado haciendo contribuciones en efectivo para reducir la brecha.

Por lo tanto, a fin de evitar una crisis energética, y al mismo tiempo preparar el terreno para el desarrollo de las energías renovables, el Gobierno debería establecer las reglas del juego, abstenerse del actual activismo regulatorio y volver a un marco de regulación energética estable y predecible (local e internacional) para participar en el mercado ganando una tasa de rentabilidad razonable.

El Gobierno también tendría que definir qué sectores deberían ser subsidiados (por ejemplo, tarifas sociales para los pobres o indigentes) y qué fuentes de energía desea fomentar el país. Por supuesto que esto es una gran oportunidad para que el país aproveche las energías renovables, ya que estas tecnologías permitirían, al mismo tiempo, incrementar el suministro energético (electricidad y combustibles líquidos), reducir las importaciones de energía y reducir las emisiones de CO₂.

2.2 mecanismo de apoyo al sistema de tarifa fija (FTSM): un plan de apoyo para las energías renovables en países en vías de desarrollo

Esta sección describe la propuesta de Greenpeace para un sistema de tarifa fija en los países en vías de desarrollo cuyos costos adicionales serían financiados por las naciones desarrolladas. Los recursos financieros para esto pueden provenir de una amplia variedad de fuentes innovadoras y puede ser administrado por los Fondos Internacionales de Mitigación.

referencias

- 12** RESOLUCIÓN 93/2004 DE LA SECRETARÍA DE ENERGÍA, RESOLUCIÓN 415/2004 DE LA SECRETARÍA DE ENERGÍA, RESOLUCIÓN 522/2004 DE LA SECRETARÍA DE ENERGÍA, RESOLUCIÓN 801/2004 DE LA SECRETARÍA DE ENERGÍA.
- 13** RESOLUCIÓN 1281/2005 DE LA SECRETARÍA DE ENERGÍA (PROGRAMA ENERGÍA PLUS).

Ambos escenarios de la [r]evolución energética demuestran que la generación de electricidad renovable tiene enormes beneficios económicos y ambientales. Sin embargo, los costos de inversión y generación en los próximos cinco a diez años, especialmente en países en vías de desarrollo, seguirán siendo más elevados que los de las centrales térmicas de carbón o de ciclo combinado. Para minimizar esta brecha de costos es necesario un mecanismo de apoyo específico para el sector energético. El Mecanismo de Apoyo del Sistema de Tarifa fija (Feed in Tariff Support Mechanism) es un concepto concebido por Greenpeace Internacional¹⁴. Su objetivo es la rápida expansión de las energías renovables en los países en vías de desarrollo con la ayuda económica de los países industrializados.

Desde que se presentó por primera vez el concepto del FTSM en 2008, la idea ha recibido un apoyo considerable de por parte de diversos actores. Los asesores en materia de cambio climático del Deutsche Bank Group desarrollaron, por ejemplo, una propuesta basada en el FTSM denominada "GET FIT". Anunciada en abril de 2010, ésta incluyó aspectos principales del concepto de Greenpeace.

2.2.1 planes de apoyo financiero para la energía renovable

Desde el comienzo del desarrollo de las energías renovables en el sector energético, ha existido un continuo debate acerca de cuál es el plan de apoyo más efectivo. La Comisión Europea publicó, en diciembre de 2005, una encuesta que proporcionó un buen panorama de la experiencia hasta el momento. Ésta concluyó que el sistema de tarifa fija es el mecanismo más eficiente y exitoso. Una actualización más reciente de este informe, presentado por el Fraunhofer Institute¹⁵ en marzo de 2010 en el Taller sobre Energías Renovables de la IEA (Agencia Internacional de la Energía), subrayó esta conclusión. El informe Stern sobre la Economía del Cambio Climático también concluyó que las tarifas fijas "logran una mayor implementación a un menor costo". Más de 40 países en el mundo han adoptado alguna versión de este sistema.

experiencia en "Feed in Tariffs"

- Las FiT (por sus siglas en inglés) son vistas como la mejor manera de avanzar, especialmente en países en vías de desarrollo. Para el 2009 este sistema había incentivado el 75% de la capacidad fotovoltaica en el mundo, y el 45% de la capacidad eólica.
- Basados en la experiencia, las FiT son el mecanismo más efectivo para crear un marco estable para construir un mercado nacional de renovables. Tienen menor riesgo de inversión, mayor diversidad tecnológica, menos ganancias sobrevenidas para las tecnologías maduras, y atraen un amplio espectro de inversores¹⁸.
- El principal argumento en su contra es el incremento en el precio de la electricidad doméstica e industrial, ya que los costos extras son compartidos por todos los consumidores. Esto es particularmente difícil para los países en vías de desarrollo, donde muchas personas no pueden permitirse gastar más dinero en servicios eléctricos.

Aunque la estructura organizativa de estas tarifas fijas difiere entre un país y otro, existen ciertos criterios claros que son esenciales para la creación de una política de energías renovables exitosa. La base de éstas es un plan de apoyo financiable para proyectos renovables que provea estabilidad y seguridad a largo plazo¹⁶. Los planes de apoyo financiables dan como resultado proyectos de menor costo porque disminuye el riesgo tanto para los inversores como para los proveedores de equipamiento. Por ejemplo, el costo de la electricidad eólica en Alemania es hasta un 40% más barato que en el Reino Unido¹⁷ porque el sistema de apoyo es más seguro y confiable.

En los países en vías de desarrollo, las leyes de tarifas fijas serían el mecanismo ideal para apoyar la implementación de nuevas energías renovables. Sin embargo, los costos adicionales que, por ejemplo, en Europa, son cubiertos por un pequeño incremento en el precio total de la electricidad para los consumidores, aún son vistos como un obstáculo. Para que la transferencia de tecnología de los países del Anexo I a los países en vías de desarrollo sea posible, podría utilizarse una mezcla de ley de FiT, financiamiento internacional y comercio de emisiones para establecer una industria e infraestructura a nivel local basadas en energía renovable, con la ayuda de los países OECD.

El financiamiento para los proyectos de energía renovable es uno de los principales obstáculos en países en vías de desarrollo. Mientras que los proyectos a gran escala tienen menos problemas de financiamiento, existen dificultades para los pequeños proyectos comunitarios, a pesar de que tienen un alto grado de apoyo público. Por ejemplo, las experiencias de micro-créditos para pequeños proyectos hidráulicos en Bangladesh, así como también para parques de viento en Dinamarca y Alemania, demuestran que se puede alcanzar una fuerte participación y aceptación local. La razón principal para esto son los beneficios económicos que fluyen a la comunidad local y la cuidadosa planificación de los proyectos basados en el buen conocimiento y entendimiento local. Cuando la comunidad se identifica con el proyecto, más que cuando el proyecto identifica a la comunidad, el resultado es generalmente un crecimiento más rápido, de abajo hacia arriba, del sector de renovables.

Los cuatro puntos principales para un plan exitoso de apoyo a la energía renovable son:

- Un sistema de precios claro y financiable.
- Acceso prioritario a la red con una clara identificación de quién es responsable por la conexión y cómo es incentivado.
- Procedimientos administrativos y permisos de obra claros y simples.
- Aceptación / apoyo público.

El primero es fundamentalmente importante, pero de nada sirve si no se tienen también los otros tres elementos.

referencias

¹⁴ IMPLEMENTING THE ENERGY [R]EVOLUTION, OCTUBRE 2008, SVEN TESKE, GREENPEACE INTERNATIONAL.

¹⁵ EFFECTIVE AND EFFICIENT LONG-TERM ORIENTED RE SUPPORT POLICIES, MARIO RAGWITZ, MARZO 2010.

¹⁶ "THE SUPPORT OF ELECTRICITY FROM RENEWABLE ENERGY FUENTES", COMISIÓN EUROPEA, 2005.

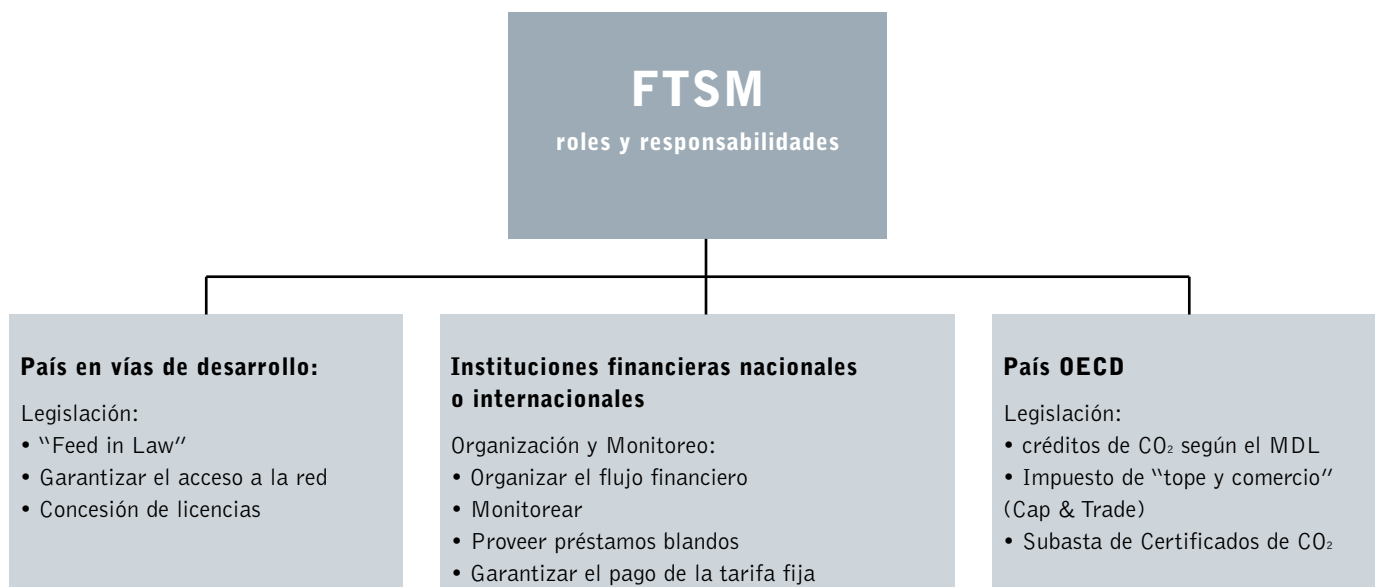
¹⁷ VER REPORTE MENCIONADO ARRIBA, PÁGINA 27, FIGURA 4.

¹⁸ EFFECTIVE AND EFFICIENT LONG-TERM ORIENTED RE SUPPORT POLICIES, FRAUNHOFER INSTITUTE, MARIO RAGWITZ, MARZO 2010.

imagen UNA MUJER ESTUDIA LOS SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR EN EL BAREFOOT COLLEGE. LA UNIVERSIDAD SE ESPECIALIZA EN EL DESARROLLO SOSTENIBLE Y OFRECE UN ESPACIO DONDE ESTUDIANTES DE TODO EL MUNDO PUEDAN APRENDER A UTILIZAR ENERGÍAS RENOVABLES. LOS ESTUDIANTES LLEVAN SUS NUEVAS HABILIDADES A SUS HOGARES Y ENTREGAN A SUS PUEBLOS ENERGÍA LIMPIA.



figura 2.1: esquema del FTSM



2.2.2 mecanismo de apoyo al sistema de tarifa fija

El objetivo principal del FTSM es facilitar el establecimiento de leyes de tarifas fijas (FiT) en países en vías de desarrollo, proporcionando recursos financieros adicionales a una escala adecuada a las circunstancias de cada país. Para aquellos países con mayor potencial de capacidad renovable, la creación de un nuevo mecanismo sectorial que genere créditos de reducción de emisiones para su venta a los países del Anexo I, utilizando lo recaudado para compensar parte del costo adicional del sistema de tarifas fijas, podría ser adecuada. Para otros, será necesario un enfoque de financiamiento más directo a los fines de pagar por los costos adicionales de los consumidores de la tarifa. El objetivo final sería el de facilitar un apoyo financiable y estable a largo plazo para el desarrollo de un mercado local de energías renovables. Estas tarifas fijas minimizarían la brecha entre los costos de generación de energía convencional y los de generación renovable.

Los parámetros clave para un sistema de tarifas fijas son:

- Tarifas variables para las diferentes tecnologías de energía renovable, en función de sus costos y madurez tecnológica, a pagar durante 20 años.
- Pagos basados en la generación real para conseguir proyectos apropiadamente mantenidos y con alto rendimiento.
- Pagos de los "costos adicionales" de la generación renovable basados en el sistema alemán, donde se paga la prima menos la electricidad al por mayor que todos los generadores reciben.
- El pago podría incluir un elemento para los costos de infraestructura tales como la conexión a la red, el refuerzo de la red o el desarrollo de una red inteligente. Es necesaria una regulación específica para definir cuándo son necesarios los pagos de los costos de infraestructura para alcanzar una oportuna expansión del mercado de la generación de energía renovable.

Un país en vías de desarrollo que desee formar parte del FTSM necesitaría establecer regulaciones claras sobre:

- Acceso garantizado a la red eléctrica para los proyectos de electricidad renovable.
- Establecimiento de una ley de FiT basada en casos exitosos.
- Acceso transparente a toda la información necesaria para establecer la prima, incluyendo los registros completos de la electricidad generada.
- Claridad en los procedimientos administrativos y licencias.

Los costos adicionales promedio para implementar el FTSM entre 2010 y 2020 en ambos escenarios de [r]evolución energética se estiman entre 5 y 3 centavos/kWh. El costo por tonelada de CO₂ evitada por lo tanto sería aproximadamente de US\$14.

El diseño del FTSM necesitaría asegurar que haya flujos estables de fondos para los abastecedores de energías renovables. Por lo tanto tendría que haber un fondo que cubra las fluctuantes de los precios de las emisiones de CO₂ y las FiT estables a largo plazo. El FTSM necesitará asegurar el pago de las FiT requeridas durante la totalidad de la vida útil de cada proyecto (unos 20 años).

Para ser elegibles, todos los proyectos de energía renovable deberán tener un conjunto claro de criterios ambientales que sean parte de un procedimiento de autorización nacional en el país en el cual el proyecto generará electricidad. Estos criterios deberán cumplir con un mínimo estándar ambiental definido por un grupo de monitoreo independiente. Si ya se han desarrollado criterios aceptables, estos deberían adoptarse, en lugar de reinventar la rueda. Los miembros del grupo de monitoreo incluirían ONG, expertos en energía y finanzas así como también miembros de los gobiernos involucrados. La financiación no estará disponible para inversiones especulativas, sino sólo a modo de préstamos blandos para proyectos del FTSM.

El FTSM también buscaría crear las condiciones para los actores del sector privado, tales como bancos locales y compañías de servicios energéticos, para ganar experiencia en desarrollo tecnológico, desarrollo de proyectos, financiamiento de proyectos y operación y mantenimiento, a los fines de desarrollar registros que ayudarían a reducir las barreras para promover el desarrollo de la energía renovable.

Los parámetros clave para el financiamiento del FTSM serán:

- El mecanismo garantizará el pago de las FiT durante un período de 20 años siempre y cuando el proyecto sea operado correctamente.
- El mecanismo recibirá un ingreso anual del comercio de emisiones o del financiamiento directo.
- El mecanismo pagará FiT anualmente, sólo en base a la cantidad de electricidad generada.
- Cada proyecto FTSM deberá tener una compañía de mantenimiento profesional para asegurar una alta disponibilidad.
- El operador de la red deberá hacer su propio seguimiento y enviar información de la generación al fondo del FTSM. La información de los gerentes de proyecto y de los operadores de la red será verificada regularmente para comprobar su consistencia.

2.2.3 financiando la [r]evolución energética con FTSM

Basados en ambos escenarios de la [r]evolución energética para países en vías de desarrollo (no OECD), se realizó un cálculo estimativo de los costos y beneficios de un programa FTSM utilizando los siguientes supuestos:

Costos de generación de energía. El nivel promedio de las FiT, excluyendo la solar, se ha calculado en el supuesto de que la mayoría de las fuentes de energía renovable requieren pagos de apoyo de entre 7 y 15 centavos por kilowatt-hora. Mientras que la generación de energía eólica y bioenergía pueden operar a tarifas inferiores a 10 centavos por kWh, otras tecnologías, tales como la geotérmica y la solar de concentración, necesitarán un poco más. Las tarifas exactas deberían ser calculadas en base a los precios de mercado específicos en cada país. La prima para los proyectos de solar fotovoltaica refleja las proyecciones del actual precio de mercado. Los costos promedio de la generación de energía convencional están basados en nuevas plantas de carbón o gas sin subsidios directos o indirectos.

tabla 2.1: hipótesis para los cálculos del FTSM

PARÁMETRO CLAVE	COSTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA CONVENCIONAL (US\$ ct/kWh)	TARIFA FIJA PROMEDIO EXCL. SOLAR FOTOVOLTAICA (US\$ ct/kWh)	TARIFA FIJA PROMEDIO PARA SOLAR FOTOVOLTAICA (US\$ ct/kWh)	REDUCCIÓN ESPECÍFICA DE CO ₂ POR kWh (gCO ₂ /kWh)
2010	5	12	20	594
2020	10	10	12.5	514
2030	10	8	10	475

Reducción específica de CO₂ por kWh. La supuesta reducción de CO₂ por kWh a partir del cambio a las energías renovables es crucial para calcular el costo específico por tonelada de CO₂ ahorrado. En Argentina el nivel de emisiones de CO₂ en 2007 para la generación de electricidad ronda los 594 gCO₂/kWh, y se reducirá a 433 gCO₂/kWh para el 2030 (ver escenario de Referencia, Capítulo 6). El nivel promedio de emisiones de CO₂ en el período de 2010 a 2020 es por lo tanto 504 gCO₂/kWh.

Parámetros financieros. Desde el comienzo de la crisis financiera a mediados de 2008 quedó claro que las tasas de inflación y los costos de capital pueden cambiar rápidamente. Los cálculos de costos en este programa no contemplan cambios en las tasas de interés, los costos de capital o la inflación; todos los parámetros de costos son nominales y están basados en los niveles del 2010.

El mecanismo FiT está diseñado para reducir la brecha entre hoy y el 2020, momento en que los costos de generación de energía eléctrica para todas las tecnologías de energía renovable se prevé que sea inferior al convencional de carbón y plantas eléctricas de gas. Sin embargo, este caso de estudio ha calculado costos aún más bajos de generación para la generación de energía convencional que se ha supuesto en las proyecciones de precios de la [r] evolución energética (véase el capítulo 5, tabla 5.3.). Esto se debe a que han excluido los costos de emisión de CO₂ y se ha tomado en cuenta la estructura de precios actual en la Argentina. Con estos supuestos, las plantas convencionales de energía eléctrica tendría costos de generación de US\$ 10,8 centavos / kWh para el año 2020 y los US\$ 12,5 centavos / kWh en 2030, frente a la hipótesis de FTSM de US\$ 10 centavos / kWh en ese mismo plazo.

Resultados clave. El programa FTSM cubriría 18,3 TWh para el 2015 en el escenario de [r]evolución energética avanzada (14,4 TWh/a para el escenario básico de [r]e) y 94 TWh para el 2030 (64 TWh/a para el escenario básico de [r]e) de la nueva generación de electricidad renovable y ahorraría 1.100 millones de toneladas de CO₂ entre el 2010 y el 2030 para el escenario avanzado y 730 millones para el escenario básico de [r]evolución energética. Esto representa 52 millones de toneladas de CO₂ al año en el escenario avanzado de [r]evolución energética avanzada y 35 millones de toneladas de CO₂ al año en el escenario básico. A un precio promedio de US\$14 por tonelada de CO₂ hasta el 2020, el programa costaría US\$ 6,9 mil millones en su totalidad o US\$ 689 millones por año para el escenario de [r]evolución energética avanzada US\$ 5,3 mil millones o US\$ 530 millones por año para el escenario básico.

Sin embargo después de 2020, durante el segundo periodo de 10 años del programa FTSM, el importe total de la primera década refinancia parte de los costos del segundo período del FTSM hasta el 2030. Por lo tanto el programa FTSM entero bajo el escenario básico de [r]evolución energética cuesta US\$ 3,7 mil millones, y US\$ 5,2 mil millones para el escenario de [r]evolución energética avanzada.

Los costos negativos para el CO₂ en el segundo periodo del FTSM indican que la generación de energía renovable a partir de 2020 se espera que sea más barata que la generación de energía convencional y generará ahorro por los créditos de CO₂ y por la diferencia de tarifa a favor de las renovables.

imagen COMPROBACIÓN DE LOS PANELES SOLARES EN LA PARTE SUPERIOR DE LA CAMIONETA DE ENERGÍA POSITIVA DE GREENPEACE BRASIL.



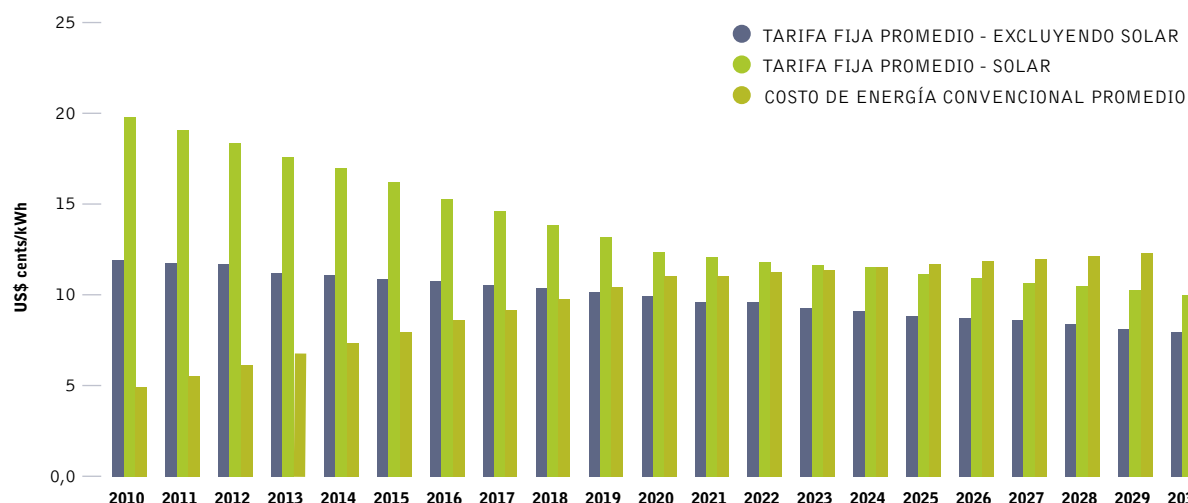
tabla 2.2: programa ftsm

RESULTADOS CLAVE TOTAL ARGENTINA	AÑO	COSTO PROMEDIO DE CO ₂ POR TONELADA [US\$/ TCO ₂]	PROMEDIO ANUAL DE CRÉDITOS DE EMISIÓN DE CO ₂ (MILLONES DE T DE CO ₂)	COSTOS ANUALES TOTALES (MILES DE MILLONES DE US\$)	TOTAL DE COSTOS CERTIFICADOS DE CO ₂ POR PERÍODO (MILLONES DE T DE CO ₂)	COSTOS TOTALES POR PERÍODO (MILES DE MILLONES DE US\$)
Período 1 [R]E	2010-2019	14,3	36,9	0,5	369,0	5,3
Período 1 [R]E avanzada	2010-2019	13,6	50,7	0,7	507,1	6,9
Período 2 [R]E	2020-2030	-4,4	32,9	-0,1	361,4	-1,6
Período 2 [R]E avanzada	2020-2030	-2,8	54,1	-0,1	594,8	-1,6
Período 1+2 [R]E	2010-2030	5,0	34,9	0,2	730,3	3,7
Período 1+2 [R]E avanzada	2010-2030	5,4	52,4	0,3	1.101,9	5,2

tabla 2.3: energía renovable para la argentina según el programa ftsm

GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD (TWh/AÑO)	2007	2015	2020	2030	CAPACIDAD INSTALADA (GW)	2007	2015	2020	2030
Eólica [R]E	31.56	40.00	46.00	56.00	Eólica [R]E	9.95	12.37	14.06	16.73
FV [R]E	0.06	8.00	20.00	38.70	FV [R]E	0.03	3.28	7.73	13.38
Biomasa [R]E	0.00	0.80	1.20	1.80	Biomasa [R]E	0.00	0.57	0.86	1.29
Geotérmica [R]E	0.00	4.00	8.50	17.00	Geotérmica [R]E	0.00	0.73	1.63	3.41
Solar Térmica [R]E	0.00	0.60	1.70	4.20	Solar Térmica [R]E	0.00	0.14	0.34	0.80
Oceánica [R]E	0.00	1.00	2.50	3.00	Oceánica [R]E	0.00	0.40	0.81	0.50
Total-nuevas RE [R]E	31.62	54.40	79.90	120.70	Total-nuevas RE [R]E	9.97	17.50	25.42	36.11
Eólica [R]E avanzada	31.56	40.00	46.00	56.00	Eólica [R]E avanzada	9.95	12.37	14.06	16.73
FV [R]E avanzada	0.06	9.00	22.00	47.00	FV [R]E avanzada	0.03	3.70	8.50	16.25
Biomasa [R]E avanzada	0.00	0.80	3.00	7.00	Biomasa [R]E avanzada	0.00	0.57	2.14	5.00
Geotérmica [R]E avanzada	0.00	5.00	11.00	18.00	Geotérmica [R]E avanzada	0.00	0.89	2.03	3.65
Solar Térmica [R]E avanzada	0.00	2.50	6.66	12.00	Solar Térmica [R]E avanzada	0.00	0.61	1.33	2.23
Oceánica [R]E avanzada	0.00	1.00	2.00	7.00	Oceánica [R]E avanzada	0.00	0.40	0.65	1.17
Total-nuevas RE [R]E avanzada	31.62	58.30	90.66	147.00	Total-nuevas RE [R]E avanzada	9.97	18.54	28.71	45.03

figura 2.2: FiT versus generación de energía convencional



energía nuclear y protección climática

GLOBAL

¿UNA SOLUCIÓN PARA LA PROTECCIÓN CLIMÁTICA?

LA ENERGÍA NUCLEAR BLOQUEA LAS SOLUCIONES

LA ENERGÍA NUCLEAR EN EL ESCENARIO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

LOS PELIGROS DE LA ENERGÍA NUCLEAR

3



imagen SEÑAL SOBRE UNA PUERTA OXIDADA EN LA ESTACION ATOMICA DE CHERNOBYL
© DMYTRO/DREAMSTIME

“riesgos para la
seguridad, residuos
radioactivos,
proliferación nuclear...”

GREENPEACE INTERNACIONAL
CAMPAÑA CLIMA



La energía nuclear es una industria relativamente menor con problemas mayores. Cubre tan solo un dieciseisavo del consumo mundial de energía primaria, una porción que se prevé que disminuirá en las próximas décadas. La edad promedio de los reactores nucleares comerciales funcionando es de 23 años, por lo tanto son más las centrales que están siendo cerradas que creadas. En el 2008, la producción nuclear mundial se redujo en un 2% respecto a 2006, y el número de reactores operando en enero de 2010 fue de 436, ocho menos que en el pico histórico de 2002.

En términos de centrales nuevas, la cantidad de capacidad agregada por año entre 2000 y 2009 fue de 2.500 MWe¹⁹ en promedio. Esto fue seis veces menos que la energía eólica (14.500 MW por año entre 2000 y 2009). En el 2009, a nivel mundial, 37.466 MW de nueva potencia eólica se añadieron a la red, en comparación con solo 1.068 MW de nuclear. Esta nueva capacidad eólica generará tanta electricidad como 12 reactores nucleares; la última vez que la industria nuclear alcanzó esta cantidad de potencia nueva en un solo año fue en 1988.

A pesar de la retórica de un “renacimiento nuclear”, la industria está luchando con un aumento masivo de sus costos y demoras en la construcción, así como también con problemas de seguridad vinculados a la operación de los reactores, a los residuos radioactivos y a la proliferación nuclear.

3.1 ¿una solución para la protección climática?

La promesa de la energía nuclear de contribuir a la protección climática y a las necesidades del suministro energético debe ser cotejada con la realidad. En el más reciente informe publicado por la Agencia Internacional de Energía en Perspectivas sobre Tecnología Energética²⁰, por ejemplo, su escenario de Mapa Blue (o Azul) esboza una futura mezcla de energías que reduciría a la mitad las emisiones globales de carbono para mediados de este siglo. Para alcanzar este objetivo, la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) asume una expansión masiva de la energía nuclear entre el presente y el 2050, con una capacidad instalada incrementada por cuatro y la generación de energía alcanzando los 9.857 TWh/año, comparado con los 2.608 TWh de 2007. Para alcanzar esto, el informe dice que deberían construirse 32 reactores grandes (1.000 MWe cada uno) cada año, desde ahora hasta el 2050. Esto sería poco realista, costoso, peligroso y tardío para hacer una diferencia. Aún así, de acuerdo al escenario de la IEA, una expansión nuclear masiva reduciría las emisiones de carbono en menos de 5%.

poco realista: Este rápido crecimiento es prácticamente imposible dadas las limitaciones técnicas. Esta escala de desarrollo fue alcanzada, en la historia de la energía nuclear, sólo durante dos años en el pico del auge impulsado por el Estado a mediados de la década de 1980. Es poco probable que esto se logre nuevamente, y menos aún que pueda mantenerse durante 40 años consecutivos. Mientras que en 1984 y 1985 se agregaron 31 GW de capacidad nuclear nueva, el promedio de la década fue de 17 GW al año. En los últimos diez años se pusieron en servicio menos de tres reactores grandes al año y la capacidad de producción actual de la industria nuclear mundial no puede proveer más de seis cifras al año.

costosa: El escenario de la IEA asume costos de inversión muy optimistas (\$2.100/kWe instalado), en concordancia con lo que la industria ha venido prometiendo. La realidad indica que los costos triplican o cuadruplican ese monto. Las estimaciones recientes hechas por los analistas de negocios de Moody's, Estados Unidos (EE.UU) en mayo de 2008, tasan el costo de la inversión nuclear en \$7.500/kWe. Los presupuestos para los proyectos en preparación en EE.UU. van de

\$5.200 a \$8.000/kWe²¹. La última estimación de costos para el primer Reactor Europeo Presurizado (EPR, por sus siglas en inglés) francés de agua presurizada que se está construyendo en Finlandia, es de \$5.000/kWe, una cifra que probablemente se incrementará para los reactores futuros ya que los precios aumentan. El diario Wall Street Journal informó que el índice de costos de los componentes nucleares aumentó un 173% desde el 2000; es decir, casi se han triplicado en los últimos ocho años²². La construcción de 1.400 reactores grandes de 1.000 MWe, incluso al costo actual de alrededor de \$7.000/kWe, requeriría una inversión de \$9.8 billones.

peligrosa: La expansión masiva de la energía nuclear conduciría necesariamente a un gran aumento en los riesgos relacionados. Estos incluyen el riesgo de graves accidentes en el reactor, las crecientes reservas de mortales residuos nucleares de alto nivel que necesitarán ser salvaguardadas por miles de años, y la potencial proliferación de tecnologías y materiales nucleares a través de la desviación para uso militar o terrorista. Los 1.400 reactores grandes operativos en el 2050 generarían anualmente 35.000 toneladas de combustible gastado (asumiendo que sean reactores de agua ligera, el diseño más común para la mayoría de los proyectos nuevos). Esto también significa la producción de 350.000 kilogramos de plutonio cada año, lo suficiente para construir 35.000 armas nucleares improvisadas.

La mayor parte del crecimiento previsto en la demanda de electricidad para el 2050 ocurrirá en países que no integran la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OECD, por sus siglas en inglés). Esto significa que una gran proporción de los nuevos reactores necesitaría ser construida en esos países para tener un impacto global en las emisiones. Actualmente, la lista de países con ambiciones nucleares anunciadas es larga y preocupante en términos de su situación y estabilidad políticas, especialmente con la necesidad de garantizar contra los riesgos de accidentes y de proliferación durante varias décadas. La Asociación Nuclear Mundial hizo un listado de los Países de Energía Nuclear Emergentes en febrero de 2010. En Europa incluía a Italia, Albania, Serbia, Portugal, Noruega, Polonia, Bielorrusia, Estonia, Letonia, Irlanda y Turquía. En el Medio Oriente y Norte de África: Irán, Estados del Golfo como los Emiratos Árabes Unidos, Yemen, Israel, Siria, Jordania, Egipto, Túnez, Libia, Argelia y Marruecos. En el centro y sur de África: Nigeria, Ghana, Uganda y Namibia. En Sudamérica: Chile, Ecuador y Venezuela. En el centro y sur de Asia: Azerbaiyán, Georgia, Kazajstán, Mongolia y Bangladesh. En el sudeste asiático: Indonesia, Filipinas, Vietnam, Tailandia, Malasia, Australia y Nueva Zelanda.

lenta: La ciencia climática dice que necesitamos alcanzar un pico de emisiones mundiales de gases de efecto invernadero en el 2015 y reducirlas en un 20% para el 2020. Incluso en los países desarrollados con una infraestructura nuclear establecida, la decisión de construir un reactor y concretar su primera entrega de electricidad demanda, al menos, una década y, a menudo, mucho más. Esto significa que, incluso si los gobiernos del mundo decidieran implementar una fuerte expansión nuclear ahora, sólo unos pocos reactores comenzarían a generar electricidad antes de 2020. La contribución de la energía nuclear para la reducción de emisiones llegaría demasiado tarde para ayudar.

referencias

- 19 MEGAVATIO ELÉCTRICO, ACLARACIÓN QUE SE REALIZA PARA DIFERENCIAR LOS MWE DE LOS TÉRMICOS (MWT).
20 'ENERGY TECHNOLOGY PERSPECTIVES 2008 - SCENARIOS & STRATEGIES TO 2050', IEA.
21 PLATTS, 2008; ENERGY BIZ, MAYO/JUNIO 2008
22 WALL STREET JOURNAL, 29 MAYO 2008

3.2 la energía nuclear bloquea las soluciones

Incluso si se implementa el ambicioso escenario nuclear, independientemente de los costos y riesgos, la IEA concluye que la contribución de la energía nuclear a la reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero del sector energético sería de sólo 4,6%; menos del 3% de la reducción mundial total requerida.

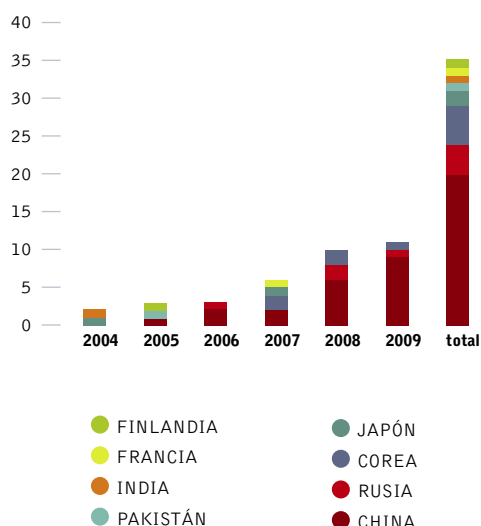
Existen otras tecnologías que pueden ofrecer una reducción mucho más grande y mucho más rápida. Sus costos de inversión son menores y no crean riesgos de seguridad mundial. Incluso la IEA considera que el potencial combinado de la energía renovable y de los ahorros por eficiencia para recortar las emisiones para el 2050 es más de diez veces mayor que el de la nuclear.

El mundo tiene tiempo, recursos financieros y capacidad industrial limitados para cambiar nuestro sector energético y alcanzar una gran reducción de emisiones de efecto invernadero. Elegir el camino de gastar \$10 billones en desarrollo nuclear sería una decisión fatalmente equivocada. No salvaría el clima pero ineludiblemente tomaría recursos de las soluciones descritas en este informe y al mismo tiempo crearía graves riesgos para la seguridad mundial. Por lo tanto, los nuevos reactores nucleares son un obstáculo claramente peligroso para la protección del clima.

3.3 la energía nuclear en el escenario de la [r]evolución energética

Por las razones previamente explicadas, el escenario de la [r]evolución energética prevé una eliminación de la energía nuclear. Los reactores existentes serían cerrados al final de su vida operativa que es, en promedio de 35 años. Suponemos que no se inician nuevas construcciones y que sólo dos tercios de los reactores actualmente en construcción serán finalmente puestos en funcionamiento.

figura 3.1: construcciones de nuevos reactores iniciadas en los últimos seis años. DE LOS 35 REACTORES CUYA CONSTRUCCIÓN SE HA INICIADO DESDE EL 2004, SÓLO DOS SE ENCUENTRAN EN EUROPA (FINLANDIA Y FRANCIA).



3.4 los peligros de la energía nuclear

Aunque la generación de electricidad a través de la energía nuclear produce mucho menos dióxido de carbono que los combustibles fósiles, existen múltiples amenazas a las personas y al medio ambiente a partir de su funcionamiento.

Los principales riesgos son:

- La Proliferación Nuclear
- Los Residuos Nucleares
- Los Riesgos para la Seguridad

Estos son los antecedentes por los cuales la energía nuclear ha sido descartada como una tecnología futura en el escenario de la [r]evolución energética.

3.4.1 proliferación nuclear

La fabricación de una bomba nuclear requiere material fisible, ya sea uranio 235 o plutonio 239. La mayoría de los reactores nucleares utilizan el uranio como combustible y producen plutonio durante su operación. Es imposible proteger adecuadamente una gran planta de reprocesamiento a fin de prevenir la desviación de plutonio para armas nucleares. Una planta de separación de plutonio de pequeña escala se puede construir en cuatro a seis meses, por lo que cualquier país con un reactor común puede producir armas nucleares con relativa rapidez.

El resultado es que la energía nuclear y las armas nucleares han crecido como hermanas siamesas. Desde que comenzaron los controles internacionales de proliferación nuclear, Israel, India, Pakistán y Corea del Norte han obtenido armas nucleares, demostrando el vínculo entre la energía nuclear civil y militar. Tanto la Agencia Internacional de Energía Atómica (IAEA) como el Tratado de No Proliferación Nuclear (NPT) representan una contradicción, de promover el desarrollo de una energía nuclear "pacífica", y al mismo tiempo, detener la propagación de las armas nucleares.

Israel, India y Pakistán utilizaron sus operaciones nucleares civiles para desarrollar su capacidad armamentística, operando fuera de las salvaguardas internacionales. Corea del Norte desarrolló un arma nuclear incluso signatario del NPT. Un desafío importante para los controles de proliferación nuclear ha sido la propagación de la tecnología de enriquecimiento de uranio a Irán, Libia y Corea del Norte. El Director General de la Agencia Internacional de Energía Atómica, Mohamed El Baradei, dijo que "si un Estado con una capacidad de ciclo de combustible plenamente desarrollada decidiera, por cualquier razón, romper con sus compromisos de no proliferación, la mayoría de los expertos cree que podría producir un arma nuclear en cuestión de meses"²³.

El Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático de las Naciones Unidas también advirtió que la amenaza a la seguridad que supone tratar de luchar contra el cambio climático con un programa mundial de reactores rápidos (utilizando combustible de plutonio) "sería colosal"²⁴. Incluso sin reactores rápidos, todos los diseños de reactores impulsados en la actualidad alrededor del mundo podrían ser alimentados con MOX (combustible de mezcla de óxidos), del cual el plutonio puede ser fácilmente separado.

referencias

²³ MOHAMED ELBARADEI, 'TOWARDS A SAFER WORLD', *ECONOMIST*, 18 DE OCTUBRE DE 2003.

²⁴ GRUPO DE TRABAJO II DEL IPCC, 'IMPACTS, ADAPTATIONS AND MITIGATION OF CLIMATE CHANGE: SCIENTIFIC-TECHNICAL ANALYSES', 1995



Restringir la producción de material fisible a unos pocos países “confiables” no funcionará. Engendrará resentimientos y creará una amenaza colosal a la seguridad. Es necesaria una nueva agencia de la ONU para hacer frente a la doble amenaza del cambio climático y la proliferación nuclear, mediante la eliminación de la energía nuclear y la promoción de la energía sustentable, en el proceso de promover la paz mundial en lugar de amenazarla.

3.4.2 residuos nucleares

La industria nuclear afirma que puede “deshacerse” de sus residuos nucleares enterrándolos profundamente en la tierra, pero esto no aislará el material radioactivo del medio ambiente para siempre. Un vertedero profundo sólo retrasa la liberación de la radioactividad al medio ambiente. La industria intenta predecir qué tan rápido se producirán las fugas de los vertederos, de modo de poder afirmar que en el futuro las dosis de radiación para la población cercana serán “aceptablemente bajas”. Pero el conocimiento científico no es lo suficientemente avanzado para realizar tales predicciones con certeza.

Como parte de su campaña para construir nuevas centrales nucleares alrededor del mundo, la industria afirma que los problemas asociados al entierro de los residuos nucleares tienen que ver con la aceptación del público y no con cuestiones técnicas. Apunta a propuestas de vertederos nucleares en Finlandia, Suecia o Estados Unidos para subrayar su argumento.

El residuo más peligroso es el combustible residual altamente radioactivo (o gastado) de los reactores nucleares, que permanece radioactivo durante cientos de miles de años. En algunos países la situación se ve agravada por el “reprocesamiento” de este combustible residual, que implica la disolución en ácido nítrico para separar el plutonio utilizable para armas. Este proceso deja atrás un líquido residual altamente radioactivo. Existen aproximadamente 270.000 toneladas de combustible nuclear gastado almacenado, muchas de ellas en los emplazamientos de los reactores. El combustible gastado se está acumulando a un ritmo de alrededor de 12.000 toneladas por año, de ellas, un cuarto se destina para su reprocesamiento²⁵. Ningún país del mundo tiene una solución para los residuos de alto nivel.

La IAEA reconoce que, a pesar de sus normas básicas internacionales de seguridad, “... las dosis de radiación a las que estarán expuestas las personas en el futuro sólo pueden ser estimadas, y las incertidumbres asociadas con estas estimaciones aumentarán aún más en el futuro”.

La opción menos perjudicial para los residuos ya creados actualmente es almacenarlos en la superficie, en seco y en el lugar de origen, aunque esta opción también presenta grandes desafíos y amenazas. La única solución real es dejar de producir los residuos.

3.4.3 riesgos para la seguridad

Windscale (1957), Three Mile Island (1979), Chernobyl (1986) y Tokaimura (1999) son sólo algunos de los cientos de accidentes nucleares que han ocurrido hasta la fecha. El desastre nuclear de Fukushima en marzo de 2011 ha sido un severo llamado de atención que exigió a los gobiernos de todo el mundo repensar sus planes nucleares. Pese a las afirmaciones de la industria nuclear de que un accidente nuclear de la escala de Chernobyl no podría suceder de nuevo, el terremoto y posterior tsunami en Japón causó fugas y explosiones en los cuatro reactores de la central nuclear de Fukushima, lo que puso a este accidente en el mismo nivel de Chernobyl (grado 7, según la escala internacional de eventos nucleares y radiológicos INES). Grandes áreas alrededor de la planta de energía nuclear han sido gravemente contaminadas por vertidos radiactivos. Un área de 30 km alrededor de las instalaciones fueron evacuadas, y las restricciones de agua y alimentos se aplicaron a distancias de más de 100 km. Los impactos sobre la vida de cientos de miles de personas, así como la economía japonesa se sentirán durante las próximas décadas.

La energía nuclear es intrínsecamente insegura.

- Un accidente como el de Fukushima puede ocurrir en muchos de los reactores nucleares existentes, ya que todos necesitan energía continua para enfriar los reactores y el combustible nuclear gastado, incluso después de que el reactor se ha apagado.
- Un simple corte de energía en una planta nuclear sueca en 2006 evidenció nuestra vulnerabilidad ante una catástrofe nuclear. Los sistemas eléctricos de emergencia en la planta Forsmark fallaron por 20 minutos durante un corte de energía, y tuvieron que cerrar cuatro de las diez centrales nucleares de Suecia. Si la energía no hubiera sido reestablecida, podría haber ocurrido un incidente grave en cuestión de horas. Un ex director de la planta dijo luego que “fue pura suerte que no ocurriera una fusión del reactor”. El cierre de las plantas eliminó de golpe aproximadamente el 20% del suministro energético de Suecia.
- Una reacción nuclear en cadena debe mantenerse bajo control y las radiaciones nocivas deben, en lo posible, quedar contenidas dentro del reactor, con los productos radioactivos aislados de los seres humanos y cuidadosamente administrados. Las reacciones nucleares generan altas temperaturas, y los fluidos utilizados para la refrigeración son normalmente mantenidos bajo presión. En conjunto con la intensa radioactividad, estas temperaturas y presiones altas hacen de la operación de un reactor una tarea difícil y compleja.
- Los riesgos de operar reactores están aumentando y la probabilidad de un accidente es hoy mayor que nunca. La mayoría de los reactores nucleares del mundo tienen más de 25 años y son, por lo tanto, más propensos a las fallas relacionadas con la edad. Muchas instalaciones están tratando de extender su vida útil de 30 años, tiempo para el que fueron originalmente diseñadas, a un máximo de hasta 60 años, lo que plantea nuevos riesgos.
- Mientras tanto, la desregulación ha empujado a las instalaciones nucleares a disminuir las inversiones relacionadas con la seguridad y a limitar el personal, incrementando a la vez la presión del reactor, la temperatura operativa y la combustión del combustible. Esto acelera el envejecimiento y reduce los márgenes de seguridad.

referencia

²⁵ ‘WASTE MANAGEMENT IN THE NUCLEAR FUEL CYCLE’, ASOCIACION MUNDIAL NUCLEAR, INFORMACION Y RESUMEN, FEBRERO DE 2006 (WWW.WORLD-NUCLEAR.ORG/INFO/INF04.HTM)

figura 3.2: el ciclo del combustible nuclear



la [r]evolución energética

GLOBAL

PRINCIPIOS CLAVE
DE LOS PRINCIPIOS A LA PRÁCTICA
LA ESTRATEGIA A SEGUIR

NUEVO MODELO DE NEGOCIO
LA NUEVA RED ELÉCTRICA

SISTEMAS HÍBRIDOS
REDES INTELIGENTES

4



DESACOPLE DEL CRECIMIENTO DEL USO DE COMBUSTIBLES FÓSILES. © G. POROPAT/DREAMSTIME

“la mitad de la solución
al cambio climático es
el uso inteligente de
la energía”

GREENPEACE INTERNACIONAL
CAMPAÑA CLIMA

La urgencia del cambio climático exige nada menos que una revolución energética. El consenso de los expertos es que este cambio fundamental debe comenzar inmediatamente y estar en marcha en los próximos diez años a fin de evitar los peores impactos. Lo que es necesario es una transformación completa del modo en el que producimos, consumimos y distribuimos la energía, y, al mismo tiempo, mantener el crecimiento económico. Nada menos que una revolución nos permitirá limitar el calentamiento global en menos de 2° Celsius, por sobre los cuales los impactos serán devastadores.

La actual generación de electricidad se basa principalmente en la combustión de combustibles fósiles, con sus emisiones de CO₂ asociadas, en centrales eléctricas de gran tamaño que desperdician gran parte de su energía primaria de entrada. Se pierde aún más energía cuando la electricidad recorre la red eléctrica y es convertida de alta tensión a un suministro adecuado para los consumidores domésticos o comerciales. El sistema es intrínsecamente vulnerable a la interrupción: fallas técnicas localizadas, vinculadas al clima o incluso causadas deliberadamente, pueden rápidamente ocurrir en cascada, resultando en apagones generalizados. Independientemente de la tecnología empleada para generar electricidad dentro de esta configuración anticuada, resultará inevitable que sea objeto de algunos, o todos, estos problemas. Por lo tanto, en el núcleo de la [r]evolución energética tiene que haber un cambio en el modo en el que producimos y distribuimos la energía.

4.1 principios clave

la [r]evolución energética puede lograrse adhiriendo a cinco principios clave:

1. Respeto a los límites naturales – Abandono de los combustibles fósiles para el final de este siglo Debemos aprender a respetar los límites naturales. La atmósfera sólo puede absorber una cantidad limitada de carbono. Cada año emitimos más de 25.000 millones de toneladas de CO₂eq; literalmente estamos llenando el cielo. Los recursos geológicos de carbón podrían proporcionar combustible por varios cientos de años, pero no podemos quemarlos y permanecer dentro de los límites seguros. El desarrollo del petróleo y el carbón debe terminar.

Mientras que el escenario de la [r]evolución energética básica tiene un objetivo de reducción de emisiones de CO₂ vinculadas a la energía del 50% de los niveles de 1990 para el 2050, el caso avanzado va un paso más allá y apunta a un objetivo de reducción de más del 80%.

2. equidad y justicia Mientras existan límites naturales, es necesario que haya una distribución justa de los beneficios y costos dentro de las sociedades, entre las naciones y entre las generaciones presentes y futuras. En un extremo, un tercio de la población mundial no tiene acceso a la electricidad, mientras que los países industrializados consumen mucho más de lo que les corresponde.

Los efectos del cambio climático en las comunidades más pobres se ven agravados por la masiva desigualdad energética mundial. Si vamos a hacer frente al cambio climático, uno de los principios debe ser la equidad y la justicia, para que los beneficios de los servicios energéticos, tales como la luz, el calor, la electricidad y el transporte estén disponibles para todos: norte y sur, ricos y pobres. Sólo de este modo podremos crear verdadera seguridad energética, así como las condiciones para el bienestar genuino de la humanidad.

El escenario de la [r]evolución energética tiene el objetivo de alcanzar la equidad energética tan pronto como sea técnicamente posible. Para el 2050 la emisión promedio per capita debería ser de entre 1 y 2 toneladas de CO₂.

3. implementar soluciones renovables y limpias y descentralizar los sistemas energéticos No hay escasez de energía. Todo lo que necesitamos hacer es utilizar las tecnologías existentes para aprovechar la energía eficaz y eficientemente. La energía renovable y la eficiencia energética están listas, son viables y cada vez más competitivas. La eólica, la solar y otras tecnologías de energía renovable han experimentado un crecimiento de dos dígitos durante la última década.

Así como el cambio climático es real, también lo es el sector de la energía renovable. Los sistemas energéticos sustentables y descentralizados producen menos emisiones de carbono, son más económicos e implican una menor dependencia de los combustibles importados. Crean más puestos de trabajo y dan autonomía a las comunidades locales. Los sistemas descentralizados son más seguros y más eficientes. Esto es lo que la [r]evolución energética debe aspirar a crear.

“LA EDAD DE PIEDRA NO TERMINÓ POR FALTA DE PIEDRAS Y LA EDAD DEL PETRÓLEO TERMINARÁ MUCHO ANTES DE QUE EL MUNDO SE QUEDE SIN PETRÓLEO.”

Sheikh Zaki Yamani, ex Ministro de Petróleo de Arabia Saudita

Para evitar que el clima de la tierra se salga de control, la mayoría de las reservas mundiales de combustibles fósiles - carbón, petróleo y gas - deben permanecer en el suelo. Nuestro objetivo es que los seres humanos vivamos dentro de los límites naturales de nuestro pequeño planeta.

4. desvincular el crecimiento del uso de combustibles fósiles Comenzando en los países desarrollados, el crecimiento económico debe ser completamente desvinculado de la utilización de combustibles fósiles. Es una falacia sugerir que el crecimiento económico debe basarse en su combustión incrementada.

Necesitamos utilizar la energía que producimos de forma mucho más eficiente, y necesitamos hacer la transición a energías renovables y abandonar los combustibles fósiles rápidamente, a fin de permitir un crecimiento limpio y sustentable.

5. abandonar las energías sucias y no sustentables Tenemos que descartar la energía del carbón y la nuclear. No podemos seguir construyendo centrales de carbón en tiempos en que las emisiones representan un peligro real y presente para los ecosistemas y las personas. Y no podemos seguir alimentando la miríada de amenazas nucleares pretendiendo que la energía nuclear puede ayudar, de cualquier modo, a combatir el cambio climático. No existe un papel para la energía nuclear en la [r]evolución energética.

4.2 de los principios a la práctica

En el 2007, las fuentes de energía renovable representaban el 13% de la demanda mundial de energía primaria. La biomasa, que se utiliza principalmente para la calefacción, era la principal fuente de energía renovable. La cuota de las energías renovables en la generación de electricidad era del 18%. La contribución de las renovables a la demanda de energía primaria para suministro de calor fue de alrededor del 24%. Actualmente, alrededor del 80% del suministro de energía primaria todavía procede de combustibles fósiles y el 6% de la energía nuclear²⁶.

Es el momento adecuado para realizar cambios estructurales en el sector energético y eléctrico en la próxima década. Muchas centrales eléctricas en países industrializados, como EE.UU., Japón y la Unión Europea, están cerca del retiro; más de la mitad de las centrales eléctricas operativas

referencia

²⁶ ENERGY BALANCE OF NON-OECD COUNTRIES' AND 'ENERGY BALANCE OF OECD COUNTRIES', IEA, 2009).

imagen GREENPEACE INAUGURA UN TALLER DE ENERGÍA SOLAR EN BOMA. UN TELÉFONO MÓVIL ES CARGADO CON UN CARGADOR QUE FUNCIONA CON ENERGÍA SOLAR.



tienen más de 20 años. Al mismo tiempo, los países en vías de desarrollo, como China, India y Brasil, están buscando satisfacer su creciente demanda de energía creada por sus economías en expansión.

Dentro de los próximos diez años, el sector energético decidirá cómo satisfacer esta nueva demanda, ya sea con combustibles fósiles y nucleares o a través del uso eficiente de la energía renovable. El escenario de la [r]evolución energética está basado en un nuevo marco político a favor de la energía renovable y la cogeneración combinadas con la eficiencia energética

Para que esto suceda, la energía renovable y la cogeneración deben crecer en gran escala y a través de unidades más pequeñas y descentralizadas, más rápido que la demanda energética mundial total. Ambas propuestas deben reemplazar las viejas tecnologías de generación y proveer la energía adicional necesaria en el mundo en vías de desarrollo.

Como no es posible cambiar directamente del sistema energético actual basado en combustible nuclear y fósil a gran escala a un suministro energético enteramente renovable; es precisa una fase de transición para construir la infraestructura necesaria. Permaneciendo firmemente comprometidos a la promoción de las fuentes de energía renovable, evaluamos que el gas, usado en plantas de cogeneración a una escala adecuada, es valioso como combustible de transición y es capaz de conducir a una descentralización rentable de la infraestructura energética. Con veranos más cálidos, la tri-generación, que incorpora enfriadores por absorción para dar capacidad de refrigeración además de calor y electricidad, se convertirá en un medio particularmente valioso para alcanzar la reducción de emisiones.

4.3 la estrategia a seguir

La [r]evolución energética contempla una vía que convierte la estructura de suministro energético actual en un sistema sustentable. Existen tres etapas principales para esto.

etapa 1: eficiencia energética

La [r]evolución energética apunta a la explotación ambiciosa del potencial de eficiencia energética. Hace foco en la mejora de las prácticas actuales y en las tecnologías que estarán disponibles en el futuro, asumiendo una continua innovación. Los ahorros de energía están distribuidos equitativamente entre los tres sectores: industria, transporte y doméstico/negocios. El uso inteligente, no la abstinencia, es la filosofía

básica para la conservación de energía en el futuro.

Las opciones de ahorro energético más importantes son la mejora del aislamiento térmico y el diseño de los edificios, los aparatos eléctricos y dispositivos súper eficientes, el reemplazo de los viejos sistemas de calefacción eléctrica por la producción de calor renovable (como los colectores solares) y la reducción en el consumo de energía de los vehículos utilizados para el transporte de bienes y pasajeros. Los países industrializados, que actualmente usan la energía del modo más ineficiente, pueden reducir su consumo drásticamente sin perder el confort de su hogar o la electrónica de información y entretenimiento. El escenario de la [r]evolución energética utiliza la energía ahorrada en los países OECD para compensar las crecientes necesidades energéticas en los países en vías de desarrollo. El objetivo final es la estabilización del consumo de energía mundial en las próximas dos décadas. Al mismo tiempo, el objetivo es crear "equidad energética", cambiando el actual desperdicio unilateral de energía en los países industrializados hacia una distribución mundial más justa del suministro eficientemente utilizado.

Una reducción drástica en la demanda de energía primaria en comparación con el escenario de referencia de la IEA (ver capítulo 6), pero con el mismo PBI y desarrollo poblacional, es un pre-requisito crucial para alcanzar una porción significativa de fuentes de energía renovable en el total del sistema de suministro energético, compensando la eliminación de la energía nuclear y reduciendo el consumo de combustibles fósiles.

etapa 2: la [r]evolución de la energía renovable

energía descentralizada y renovables a gran escala Con el fin de alcanzar una mayor eficiencia de combustibles y reducir las pérdidas por distribución, el escenario de la [r]evolución energética hace uso extensivo de la Energía Descentralizada (ED). Se trata de la energía generada en, o cerca de su punto de uso.

La ED está conectada a un sistema de redes de distribución local, abasteciendo hogares y oficinas, en lugar de utilizar el sistema de transmisión de alto voltaje. La proximidad entre la planta generadora de electricidad y los consumidores permite que cualquier pérdida de calor de los procesos de combustión sea canalizada a los edificios cercanos. Este sistema es conocido como cogeneración o generación combinada de calor y electricidad. Esto significa que prácticamente se utiliza toda la entrada de energía, no sólo una fracción como con las plantas centralizadas de combustibles fósiles tradicionales.

figura 4.1: el sistema centralizado desperdicia más de 2 tercios de la energía



La ED también incluye sistemas independientes totalmente separados de las redes públicas, por ejemplo las bombas de calor, los paneles solares térmicos o la calefacción por biomasa. Todos ellos pueden ser comercializados a nivel doméstico para proporcionar calefacción sustentable baja en emisiones. Aunque las tecnologías de ED pueden ser consideradas “disruptivas” por no encajar en el sistema y el mercado de electricidad existentes, con los cambios apropiados tienen un potencial de crecimiento exponencial, prometiendo la “destrucción creativa” del sector energético existente.

En el 2050, una gran proporción de la energía mundial será producida por fuentes de energía descentralizadas, aunque aún será necesario un suministro de energía renovable a gran escala para lograr una rápida transición a un sistema dominado por renovables. Por lo tanto, los grandes parques eólicos marinos y las plantas de energía solar de concentración (CSP, según sus siglas en inglés) en las regiones del cinturón solar del mundo desempeñarán un importante papel.

cogeneración El uso creciente de la generación combinada de calor y electricidad (CHP) mejorará la eficiencia de la conversión energética del sistema de suministro, ya sea utilizando gas natural o biomasa. En el largo plazo, una disminución en la demanda de calor y el gran potencial para producir calor directamente a partir de fuentes de energía renovable, limitará la futura expansión de la CHP.

electricidad renovable El sector de la electricidad será el pionero en la utilización de la energía renovable. Muchas de las tecnologías de electricidad renovable han experimentado un crecimiento continuo de hasta un 35% anual en los últimos 20 a 30 años y se espera su consolidación a un alto nivel entre el 2030 y el 2050. Para el 2050, en el escenario de la Trévolución energética, la mayoría de la electricidad será producida a

partir de fuentes de energía renovable. El crecimiento previsto del consumo de la electricidad en el transporte promocionará el uso efectivo de las tecnologías de generación de electricidad renovable.

calefacción con energías renovables En el sector de suministro de calor, la contribución de las energías renovables se incrementará significativamente. Se espera que el ritmo de crecimiento sea similar al del sector de la electricidad renovable. Los combustibles fósiles serán progresivamente reemplazados por tecnologías modernas más eficientes, en particular la biomasa, los colectores solares y la geotérmica. Para el 2050, las tecnologías de energía renovable satisfarán la mayor parte de la demanda de calefacción y refrigeración.

transporte Antes de que las nuevas tecnologías, como los automóviles híbridos o eléctricos, o los nuevos combustibles como el biocombustible, puedan desempeñar un papel importante en el sector del transporte; los grandes potenciales de eficiencia existentes deben ser explotados. En este estudio, la biomasa está restringida principalmente a instalaciones fijas; y el uso de biocombustibles está limitado por la disponibilidad de biomasa cultivada sustentablemente²⁷. Por lo tanto, los vehículos eléctricos interpretarán un rol aún más importante para mejorar la eficiencia energética en el transporte y sustituir a los combustibles fósiles.

Resumiendo, para lograr un atractivo crecimiento económico de las fuentes de energía renovable, es esencial una movilización equilibrada y oportuna de todas las tecnologías. Tal movilización depende de la disponibilidad de recursos, del potencial de reducción de los costes y de la madurez tecnológica. Y junto a las soluciones impulsadas por la tecnología, serán necesarios cambios en el estilo de vida como por ejemplo usar menos el auto particular y utilizar más el transporte público, tienen un gran potencial para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

figura 4.2: un futuro de energía descentralizada

LAS TECNOLOGÍAS EXISTENTES, APLICADAS DE MANERA DESCENTRALIZADA Y COMBINADAS CON MEDIDAS DE EFICIENCIA Y DESARROLLOS DE EMISIÓN CERO, PUEDEN DAR COMO RESULTADO COMUNIDADES CON UN BAJO NIVEL DE EMISIONES COMO SE ILUSTR A CONTINUACIÓN. LA ENERGÍA ES GENERADA UTILIZANDO TECNOLOGÍAS DE COGENERACIÓN EFICIENTE, PRODUCIENDO TANTO CALEFACCIÓN (Y A VECES REFRIGERACIÓN) COMO ELECTRICIDAD, DISTRIBUIDAS A TRAVÉS DE REDES LOCALES. ESTO COMPLEMENTA LA ENERGÍA PRODUCIDA POR LA GENERACIÓN INTEGRADA EN LOS EDIFICIOS. LAS SOLUCIONES ENERGÉTICAS PROVIENEN DE OPORTUNIDADES LOCALES A ESCALAS PEQUEÑAS Y COMUNITARIAS. LA CIUDAD AQUÍ ILUSTRADA HACE USO DE LOS RECURSOS EÓLICOS, HÍDRICOS Y DE LA BIOMASA ENTRE OTROS. EL GAS NATURAL, DONDE SEA NECESARIO, PUEDE IMPLEMENTARSE DE MODO MUY EFICIENTE.

ciudad



1. LAS FACHADAS DE PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS SERÁN PARTE DEL REVESTIMIENTO DE EDIFICIOS DE OFICINAS Y DEPARTAMENTOS. LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS SERÁN MÁS COMPETITIVOS, MEJORES DISEÑOS PERMITIRÁN A LOS ARQUITECTOS EXTENDER SU USO.
2. LA RENOVACIÓN DE VIEJOS EDIFICIOS PUEDE RECORTAR EL CONSUMO ENERGÉTICO HASTA UN 80% - CON UN MEJOR AISLAMIENTO TÉRMICO, VENTANAS AISLANTES Y MODERNOS SISTEMAS DE VENTILACIÓN.
3. LOS COLECTORES SOLARES PRODUCEN AGUA CALIENTE PARA SU PROPIO CONSUMO Y EDIFICIOS VECINOS
4. PLANTAS TÉRMICAS EFICIENTES (CHP) EN DIFERENTES ESCALAS, INSTALADAS EN SÓTANOS DE VIVIENDAS O PROPORCIONANDO ENERGÍA Y CALOR A GRANDES COMPLEJOS DE EDIFICIOS O DEPARTAMENTOS SIN PRODUCIR PÉRDIDAS POR TRANSMISIÓN.
5. ELECTRICIDAD LIMPIA PARA LAS CIUDADES QUE TAMBIEN PROVENDRÁ DE LUGARES REMOTOS: PARQUES EÓLICOS Y CENTRALES SOLARES UBICADAS EN ÁREAS DE ALTA INSOLACIÓN TIENEN UN ENORME POTENCIAL

imagen UN CAMIÓN DESCARGA OTRA CARGA DE ASTILLAS DE MADERA EN LA CENTRAL ELÉCTRICA DE BIOMASA EN LELYSTAD, HOLANDA.



4.4 nuevo modelo de negocio

El escenario de la [r]evolución energética también resultará en un cambio drástico en el modelo de negocio de las compañías energéticas, los servicios, los proveedores de combustible y los fabricantes de tecnologías energéticas. La generación de energía descentralizada y los grandes generadores solares y eólicos marinos que operan en zonas remotas, sin necesidad de ningún combustible, tendrán un impacto profundo en el modo de operar de los servicios energéticos del 2020 en adelante.

Mientras que hoy en día toda la cadena de valor del suministro energético se divide en jugadores claramente definidos, un suministro energético mundial renovable cambiará, inevitablemente, esta división de roles y responsabilidades. La siguiente tabla proporciona un panorama de la actual cadena de valor y cómo cambiaría ante una revolucionada mezcla de energías.

Si bien hoy en día es necesaria una cantidad relativamente pequeña de centrales eléctricas, propiedad de y operadas por los servicios o sus subsidiarios, para generar la electricidad requerida, el escenario de la [r]evolución energética proyecta una proporción a futuro de alrededor de 60 a 70% de centrales eléctricas descentralizadas, pequeñas pero numerosas, llevando a cabo la misma tarea. Por lo tanto, la propiedad cambiará hacia más inversores privados, en detrimento de los servicios centralizados. A su vez, la cadena de valor de las compañías eléctricas se desplazará hacia el desarrollo de proyectos, la fabricación de equipos y operación y mantenimiento.

tabla 4.2: las empresas de servicio públicos en la actualidad y en el futuro

SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE	GENERACIÓN (A GRAN ESCALA)	COMERCIO	TRANSMISIÓN	DISTRIBUCIÓN	VENTAS
empresas de servicios públicos					
		comercializador (ej. Bancos)		OSD local	
	PIE		OST		minorista
compañías mineras					

SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE	GENERACIÓN (A GRAN ESCALA)	COMERCIO	TRANSMISIÓN	DISTRIBUCIÓN	VENTAS
empresas de servicios públicos					
		comercializador (ej. Bancos)		OSD local	
	PIE		OST		minorista
compañías mineras					

SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE	GENERACIÓN (A GRAN ESCALA)	COMERCIO	TRANSMISIÓN	DISTRIBUCIÓN	VENTAS
empresas de servicios públicos					
		comercializador (ej. Bancos)		OSD local	
	PIE		OST		minorista
compañías mineras					

PIE: PRODUCTOR INDEPENDIENTE DE ENERGÍA
 OST: OPERADOR DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
 OSD LOCAL: OPERADOR DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

tabla 4.1: cadena de valor de centrales eléctricas

TAREA & ACTOR DEL MERCADO	GENERACIÓN (A GRAN ESCALA)	DESARROLLO DE PROYECTO	INSTALACIÓN	PROPIETARIO DE LA PLANTA	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE	DISTRIBUCIÓN	VENTAS
STATU QUO	Pocas nuevas plantas de energía + planificación centralizada			Generación a gran escala en las manos de pocos productores independientes de energía y pocas empresas de servicio público		Operaciones Globales de Minería	Operación de la red aún en las manos de las empresas de servicio público	
ACTOR DEL MERCADO								
Empresa de Servicio Público								
Compañía Minera								
Fabricante de Componentes								
Compañías de Ingeniería & Desarrolladores de Proyectos								
MERCADO ENERGÉTICO EN LA [R]EVOLUCIÓN ENERGÉTICA	Muchas plantas de energía pequeñas + planificación descentralizada			Gran cantidad de actores, por ej: productores independientes de energía, empresas de servicio público, consumidores particulares, operadores de edificios		No se requiere combustible (excepto biomasa)	Operación de la red bajo control del Estado	
ACTOR DEL MERCADO								
Empresa de Servicio Público								
Compañía Minera								
Fabricante de Componentes								
Compañías de Ingeniería & Desarrolladores de Proyectos								

La simple venta de electricidad a los clientes jugará un rol menor, ya que las compañías eléctricas del futuro entregarán al cliente una central de energía entera, no sólo la electricidad. Por lo tanto se desplazarán para convertirse en proveedores de servicios para el cliente. La mayoría de las centrales eléctricas tampoco requerirán un suministro de combustible, lo que hará que la minería y otras compañías productoras de combustible pierdan su importancia estratégica.

El modelo futuro bajo la [r]evolución energética tendrá más y más compañías de energías renovables, tales como fabricantes de turbinas eólicas, involucrándose también en el desarrollo de proyectos, instalación, operación y mantenimiento, mientras que los servicios perderán su estatus. Las empresas tradicionales de suministro energético que no se orienten hacia el desarrollo de proyectos renovables perderán una porción del mercado o abandonarán el mercado por completo.

electrificación rural²⁸ La energía es fundamental para reducir la pobreza, ya que proporciona importantes beneficios en el área de la salud, la alfabetización y la equidad. Más de un cuarto de la población mundial carece de acceso a los servicios energéticos modernos. En el África subsahariana, el 80% de las personas no tienen suministro energético. Para cocinar y para calefaccionar dependen casi exclusivamente de la combustión de biomasa (madera, carbón vegetal y estiércol).

La gente pobre gasta hasta un tercio de sus ingresos en energía, la mayoría para cocinar alimentos. Particularmente, las mujeres dedican una cantidad considerable de tiempo a recolectar, procesar y utilizar combustibles tradicionales para cocinar. En India, se dedican de dos a siete horas cada día a la recolección de combustible para cocinar. Este tiempo podría ser invertido en atención infantil, educación o generación de ingresos. La Organización Mundial de la Salud estima que, en países en vías de desarrollo, 2,5 millones de mujeres y niños mueren prematuramente cada año por respirar el humo de las estufas de biomasa de interior.

El Objetivo de Desarrollo del Milenio de reducir la pobreza mundial a la mitad para el 2015 no será alcanzado sin la energía adecuada para incrementar la producción, los ingresos y la educación; la creación de empleos y la disminución de la lucha diaria que implica tener que sobrevivir. No será posible reducir el hambre a la mitad sin energía para un mayor crecimiento productivo, cosechas, procesamiento y comercialización de alimentos. No se podrá mejorar la salud y reducir los índices de mortalidad sin energía para la refrigeración necesaria en clínicas, hospitales y campañas de vacunación. No se luchará contra el mayor asesino de niños del mundo, la infección respiratoria aguda, sin resolver el problema del humo de las estufas en los hogares. Los niños no estudiarán de noche sin luz en sus hogares. El agua limpia no será bombeada ni tratada sin energía.

La Comisión de Desarrollo Sustentable de las Naciones Unidas argumenta que “para implementar el objetivo aceptado por la comunidad internacional de reducir a la mitad la proporción de personas viviendo con menos de US\$ 1 por día para el 2015, el acceso a los servicios energéticos asequibles es un pre-requisito”

el rol de la energía renovable, limpia y sustentable Para lograr los drásticos recortes de emisiones necesarios para evitar el cambio climático -en el orden del 80% en los países OECD para el 2050- se requerirá la incorporación masiva de energías renovables. Los objetivos para la energía renovable deben ser ampliados considerablemente en los países industrializados, tanto para sustituir los combustibles fósiles y la generación nuclear, como para crear las economías de escala necesarias para la expansión global. En el escenario de la [r]evolución energética asumimos que las fuentes modernas de energía renovable, tales como los colectores solares, las cocinas solares y las formas modernas de bioenergía, reemplazarán el uso tradicional ineficiente de la biomasa.

etapa 3: integración optimizada – renovables 24/7

Es necesaria una transformación completa del sistema energético para dar cabida a la proporción significativamente mayor que se espera de la energía renovable en el escenario de la [r]evolución energética. La red de cables y subestaciones que trae electricidad a nuestros hogares y fábricas fue diseñada para generadores grandes y centralizados, operando a grandes cargas, normalmente proporcionando lo que se conoce como “carga de base”. La energía renovable ha tenido que encajar en este sistema como una porción más de la mezcla de energías, y adaptarse a las condiciones bajo las cuales la red opera en la actualidad. Si el escenario de la [r]evolución energética ha de llevarse a cabo, esto tendrá que cambiar.

Algunas críticas a las energías renovables dicen que nunca será capaz de proveer suficiente electricidad para nuestro consumo actual de energía, sin mencionar el crecimiento proyectado de la demanda. Esto es porque se basa mayormente en recursos naturales, tales como el viento y el sol, que no están disponibles las 24 horas todos los días de la semana (24/7). La práctica vigente en numerosos países ya ha demostrado que eso es incorrecto, y las adaptaciones futuras en el funcionamiento de la red permitirán que las grandes cantidades de capacidad generadora de energía renovable contempladas en este informe sean exitosamente integradas.

Ya tenemos el sol, el viento, las fuentes geotérmicas y los ríos, mientras que la energía oceánica, biomasa y turbinas de gas eficientes están listas para proveer un suministro masivo de energía en el futuro. Las tecnologías inteligentes pueden monitorear y gestionar los patrones de uso de la energía, proveer energía flexible que hace un seguimiento de la demanda a lo largo del día, utilizar mejores opciones de almacenamiento y agrupar usuarios para formar baterías virtuales. Con todas estas soluciones podemos asegurar el futuro de la energía renovable necesaria para evitar un cambio climático catastrófico. La energía renovable 24/7 es técnica y económicamente posible, tan solo necesita la política correcta y la inversión comercial para poner las cosas en movimiento y “mantener las luces encendidas”²⁹.

4.5 la nueva red eléctrica

La “red” eléctrica es el nombre colectivo dado a todos los cables, transformadores e infraestructura que transportan electricidad desde las centrales hasta los usuarios finales. En todas las redes, (algo) un poco de energía se pierde en su transporte, pero su circulación dentro de una red de distribución localizada es más eficiente y resulta en una pérdida menor de energía.

El sistema actual de transmisión (líneas principales de la red) y distribución (red local) de electricidad fue principalmente diseñado y planificado hace entre 40 y 60 años atrás. En todo el mundo desarrollado, las redes fueron construidas con grandes centrales eléctricas en el medio y líneas eléctricas de transmisión de corriente alterna (AC) de alto voltaje conectadas a las áreas donde la electricidad es utilizada. Una red de distribución de menor voltaje entonces lleva la corriente a los consumidores finales. Esto se conoce como un sistema de red centralizada, con una cantidad relativamente baja de grandes centrales eléctricas alimentadas principalmente por carbón o gas.

referencias

²⁸ SUSTAINABLE ENERGY FOR POVERTY REDUCTION: AN ACTION PLAN, IT POWER/GREENPEACE INTERNACIONAL, 2002.

²⁹ LOS ARGUMENTOS Y LAS SOLUCIONES TÉCNICAS MENCIONADAS EN ESTE INFORME SON EXPLICADAS EN DETALLE EN EL REPORTE DEL EREC Y GREENPEACE “[R]ENEWABLES 24/7: INFRASTRUCTURE NEEDED TO SAVE THE CLIMATE”, NOVIEMBRE DE 2009.



En el futuro necesitamos cambiar la red de modo que no se base en grandes centrales convencionales, sino en energía limpia proveniente de una variedad de fuentes renovables. Típicamente, estos serán generadores de menor escala distribuidos a lo largo de la red. Una red de distribución localizada es más eficiente y evita las pérdidas de energía durante las transmisiones de larga distancia. También habrá un suministro concentrado de las grandes centrales de energía renovable. Algunos ejemplos de estos grandes generadores del futuro son los parques eólicos ya construidos en el Mar del Norte en Europa y el plan para grandes áreas de espejos para generar energía solar de concentración en el sur de Europa o el norte de África.

El desafío por delante es la integración de nuevas fuentes de generación y al mismo tiempo la eliminación progresiva de la mayoría de las centrales eléctricas convencionales de gran escala, sin dejar de mantener las luces encendidas. Esto necesitará nuevos tipos de redes y una arquitectura innovadora del sistema eléctrico, involucrando nuevas tecnologías y nuevas formas de gestión de la red para asegurar un equilibrio entre las fluctuaciones de la demanda y la oferta energética.

Los elementos clave de esta nueva arquitectura del sistema eléctrico son las microrredes, las redes inteligentes y las superredes eficientes de gran escala. Los tres tipos de sistema se apoyarán e interconectarán entre sí.

Un papel importante en la construcción y operación de esta nueva arquitectura del sistema, será interpretado por el sector de las tecnologías de la información (TI). Como las redes inteligentes cuentan con energía suministrada por una amplia gama de fuentes y lugares, se basa en la recopilación y análisis de una gran cantidad de datos. Esto requiere software, hardware y redes que sean capaces de entregar información rápidamente, y responder a la información que contienen. Por ejemplo, proporcionar a los usuarios de energía información en tiempo real sobre sus patrones de consumo energético y de los aparatos en su edificio, les ayudará a mejorar su eficiencia energética, y permitirá el uso de los dispositivos en momentos en los que el suministro local de energía renovable sea abundante, por ejemplo, cuando el viento esté soplando.

Existen numerosas compañías de TI ofreciendo productos y servicios para gestionar y monitorear la energía. Entre ellas se encuentra IBM, Fujitsu, Google, Microsoft y Cisco. Estas y otros gigantes del sector de las telecomunicaciones y la tecnología tienen el poder para hacer las redes más inteligentes, y para llevarnos más rápido hacia un futuro energético limpio. Greenpeace ha puesto en marcha la campaña "Cool IT" para ejercer presión sobre el sector de TI para hacer de estas tecnologías una realidad.

elementos en la nueva arquitectura del sistema eléctrico

Un **sistema híbrido** basado en más de una fuente generadora, por ejemplo, energía solar y eólica, es un método para proporcionar un suministro seguro en zonas rurales remotas o en islas, especialmente donde no hay electricidad de red. Esto es particularmente apropiado para los países en vías de desarrollo. En el futuro, varios sistemas híbridos pueden interconectarse para formar una micro red en la cual se administre el suministro utilizando técnicas de red inteligente.

Una **red inteligente** es una red eléctrica que conecta fuentes de energía renovable descentralizadas y de cogeneración, y distribuye la electricidad de un modo altamente eficiente. Las tecnologías de comunicación y control avanzadas, tales como los medidores de electricidad inteligentes, son utilizadas para distribuir la electricidad de un modo más rentable, con menor intensidad de emisión de gases de efecto invernadero y en respuesta a las necesidades del consumidor. Por

4.6 sistemas híbridos

El mundo desarrollado tiene amplias redes que suministran electricidad a casi el 100% de la población. Sin embargo, en el mundo en vías de desarrollo, muchas zonas rurales funcionan con redes poco fiables o con electricidad contaminante, por ejemplo, los generadores diesel independientes. Esto también es muy costoso para las pequeñas comunidades.

La electrificación de las zonas rurales que actualmente no tienen acceso a ningún sistema eléctrico no puede seguir adelante como se ha hecho en el pasado. Un enfoque estándar en los países desarrollados ha sido el de extender la red mediante la instalación de líneas de alto o mediano voltaje, nuevas subestaciones y una red de distribución de bajo voltaje. Pero cuando el potencial de demanda energética es bajo, y hay largas distancias entre la red existente y las zonas rurales, este método a menudo no es económicamente viable.

La electrificación basada en sistemas de energía renovable con una mezcla híbrida de las fuentes suele ser la alternativa más económica y también la menos contaminante. Los sistemas híbridos conectan fuentes de energía renovable, tales como la energía solar y eólica, a una batería a través de un regulador de carga, que almacena la electricidad generada y actúa como la fuente de alimentación principal. El suministro de reserva por lo general proviene de un combustible fósil, por ejemplo, el sistema eólico-batería-diesel o el sistema PV-batería-diesel. Tales sistemas híbridos descentralizados son más confiables, los consumidores pueden involucrarse con su funcionamiento a través de tecnologías innovadoras y pueden hacer el mejor uso de los recursos locales. También son menos dependientes de la infraestructura a gran escala y pueden ser construidos y conectados más rápidamente, especialmente en zonas rurales.

El financiamiento puede ser un problema para las comunidades rurales relativamente pobres que quieran instalar sistemas híbridos renovables. Por lo tanto, Greenpeace ha desarrollado un modelo en el cual los proyectos son agrupados con el fin de formar un paquete de financiamiento lo suficientemente grande como para ser elegible para el apoyo económico internacional. Por ejemplo, en la región del Pacífico, los proyectos de generación de electricidad de una serie de islas, una isla Estado como las Maldivas o incluso varios estados insulares podrían ser agrupados en un solo paquete de proyectos. Esto lo haría lo suficientemente grande para ser financiado como un proyecto internacional por países OECD. El financiamiento podría provenir de una mezcla de primas y un fondo que cubra los costos adicionales, como lo propone el informe "Renovables 24/7", y que se conoce como el Mecanismo de Apoyo del Sistema de Tarifa Fija (FTSM, por sus siglas en inglés). En términos de planificación de proyectos, es fundamental que las propias comunidades estén directamente involucradas en el proceso.

lo general, los pequeños generadores, tales como las turbinas eólicas, los paneles solares o las celdas de combustible, son combinados con la gestión energética para equilibrar la carga de todos los usuarios del sistema. Las redes inteligentes son una forma de integrar cantidades masivas de energía renovable al sistema y permitir el desmantelamiento de los generadores centralizados más antiguos.

Una **super red** es una red eléctrica a gran escala que une una serie de países, o conecta zonas con una gran cantidad de electricidad renovable disponible a otra zona con una gran demanda, basadas idóneamente en cables HVDC (alta tensión de corriente continua), más eficientes. Un ejemplo de lo primero sería la interconexión de todas las grandes centrales eléctricas basadas en energía renovable en el Mar del Norte. Un ejemplo de esto último sería una conexión entre el sur de Europa y África, a fin de que la energía renovable pueda ser exportada de una zona con muchos recursos renovables a centros urbanos donde la demanda es alta.

4.7 redes inteligentes

La tarea de integrar las tecnologías de energía renovable a los sistemas eléctricos existentes es similar en todos los sistemas eléctricos alrededor del mundo, así sean extensas redes centralizadas o sistemas insulares. El principal objetivo de la operación del sistema eléctrico es equilibrar el consumo y la generación de electricidad.

Es necesaria una minuciosa planificación a futuro para garantizar que la producción disponible pueda satisfacer la demanda en todo momento. Además de equilibrar la oferta y la demanda, el sistema eléctrico también debe ser capaz de :

- Cumplir con los estándares definidos de calidad energética (voltaje/frecuencia) que puede requerir de un equipamiento técnico adicional, y
- Sobrevivir a situaciones extremas tales como una interrupción repentina del suministro como consecuencia de una falla en una unidad de generación o una avería en el sistema de transmisión.

La integración de la energía renovable mediante el uso de una red inteligente significa alejarse del inconveniente de la carga de base hacia la cuestión de si el suministro es flexible o inflexible. En una red inteligente, una cartera de proveedores de energía flexible puede hacer un seguimiento de la carga durante el día y la noche (por ejemplo, solar más gas, geotérmica, eólica y gestión de la demanda) sin apagones.

Varios países europeos ya han demostrado que es posible integrar grandes cantidades de generación de energía renovable variable a la red y alcanzar un gran porcentaje del suministro total. En Dinamarca, por ejemplo, el promedio suministrado por la energía eólica es de aproximadamente un 20%, con picos de más del 100% de la demanda. En esas ocasiones, el excedente de electricidad es exportado a los países vecinos. En España, un país mucho más grande con una mayor demanda, el promedio suministrado por la energía eólica es del 14%, con picos de más del 50%.

Hasta ahora el desarrollo de la tecnología de las energías renovables ha puesto más esfuerzo en la adaptación de su rendimiento técnico a las necesidades de la red existente, principalmente mediante el cumplimiento de los códigos de la red, que cubren cuestiones como la frecuencia del voltaje y la electricidad reactiva. Sin embargo, ha llegado el momento de que los mismos sistemas eléctricos se ajusten mejor a las necesidades de la generación variable. Esto significa que deben volverse lo suficientemente flexibles como para seguir las intermitencias de la electricidad renovable variable, por ejemplo, ajustando la demanda a través de la gestión de la demanda y/o la implementación de sistemas de almacenamiento.

El sistema eléctrico futuro ya no consistirá en unas pocas instalaciones centralizadas, sino en decenas de miles de unidades de generación, tales como paneles solares, turbinas eólicas y otras renovables, en parte distribuidas en la red de distribución, en parte concentradas en grandes instalaciones como los parques eólicos marinos.

La compensación es que la planificación del sistema eléctrico se volverá más compleja debido al mayor número de unidades generadoras y a que la significativa porción de generación variable causará cambios constantes en el flujo energético. La tecnología de red inteligente será necesaria para apoyar la planificación del sistema eléctrico. Ésta funcionará mediante el apoyo activo de pronósticos anticipados y del equilibrio del sistema, proporcionando información en tiempo real sobre el estado de la red y las unidades de generación, conjuntamente con pronósticos meteorológicos. También jugará un rol significativo en asegurarse que los sistemas puedan satisfacer los picos de demanda en todo momento y optimizar el uso de los activos de transmisión y distribución, manteniendo así la necesidad de ampliaciones en la red a un mínimo absoluto.

Para desarrollar un sistema eléctrico basado casi exclusivamente en fuentes de energía renovable, se requerirá una nueva arquitectura de todo el sistema, incluyendo la tecnología de red inteligente. Este concepto

necesitará cantidades sustanciales de trabajo adicional para emerger por completo³⁰. La Figura 4.4 muestra una representación gráfica simplificada de los elementos clave en los futuros sistemas eléctricos basados en renovables, utilizando la tecnología de red inteligente.

Existe un rango de opciones disponibles que permiten la integración a gran escala de los recursos de energía renovable variable al sistema de suministro energético. Éstas incluyen la gestión de demanda, el concepto de Centrales Eléctricas Virtuales y una serie de opciones para el almacenamiento de energía.

El nivel y la sincronización de la **demanda de electricidad** pueden ser gestionados proporcionando incentivos económicos a los consumidores para que reduzcan o corten su suministro en períodos de consumo elevado. Este sistema ya está siendo utilizado para algunos grandes clientes industriales. Un proveedor de energía noruego incluso involucra a los clientes residenciales enviándoles un mensaje de texto con una señal para que se desconecten. Cada hogar puede decidir de antemano si desea participar o no. En Alemania, se están llevando a cabo experimentos con tarifas flexibles en función del horario, de modo que las máquinas de lavar funcionen por la noche y los refrigeradores se desactiven temporalmente durante los períodos de demanda elevada.

Este tipo de gestión de demanda ha sido simplificada por los avances en la tecnología de las comunicaciones. En Italia, por ejemplo, se han instalado 30 millones de medidores de electricidad innovadores, para permitir una lectura de los medidores y el control de la información de los consumidores y de los servicios a distancia. Muchos electrodomésticos, tales como refrigeradores, lavavajillas, lavarropas, acumuladores de calor, bombas de agua y aires acondicionados, pueden ser gestionados ya sea apagándolos temporariamente o reprogramando sus tiempos de funcionamiento, liberando así carga eléctrica para otros usuarios y complementándose con las variaciones en el suministro renovable.

Una Central Eléctrica Virtual (VPP, por sus siglas en inglés) interconecta una serie de centrales eléctricas reales (por ejemplo solares, eólicas o hídricas) así como también opciones de almacenamiento distribuidas en el sistema eléctrico utilizando tecnología informática. Un ejemplo real de una VPP es la Central Eléctrica de Energías Renovables Combinadas, desarrollada por tres compañías alemanas³¹. Este sistema interconecta y controla once centrales de electricidad eólica, veinte plantas de energía solar, cuatro centrales de CHP basadas en biomasa y una unidad de acumulación por bombeo, todos geográficamente repartidos por Alemania. La VPP combina las ventajas de varias fuentes de energía renovables mediante un monitoreo cuidadoso (y de previsión a través de pronósticos meteorológicos) sobre cuándo las turbinas eólicas y los módulos solares generarán electricidad. El biogás y las unidades de almacenamiento bombeado se utilizan para compensar la diferencia, ya sea distribuyendo electricidad acorde a lo necesario para equilibrar las intermitencias a corto plazo o almacenándola temporalmente³². En conjunto, la combinación asegura suficiente suministro energético como para cubrir la demanda.

Una serie de tecnologías maduras y emergentes, son opciones viables para **almacenar electricidad**. De éstas, la acumulación por bombeo puede ser considerada la tecnología mejor establecida. La acumulación por bombeo es un tipo de central hidroeléctrica que puede almacenar energía. El agua es bombeada desde un depósito de menor elevación a una mayor elevación en momentos de poca demanda de electricidad de bajo costo. Durante los períodos de alta demanda eléctrica, el agua almacenada es liberada a través de turbinas. Teniendo en cuenta las pérdidas por evaporación de la superficie expuesta del agua y las pérdidas por conversión, aproximadamente entre el 70 y el 85% de la

referencias

30 VER REPORTE ECOGRID PHASE 1 SUMMARY REPORT, DISPONIBLE EN [HTTP://WWW.ENERGINET.DK/NR/RDONLYRES/8B1A4A06-CBA3-41DA-9402-B56C2C288FB0/0/ECOGRIIDDK_PHASE1_SUMMARYREPORT.PDF](http://www.ENERGINET.DK/NR/RDONLYRES/8B1A4A06-CBA3-41DA-9402-B56C2C288FB0/0/ECOGRIIDDK_PHASE1_SUMMARYREPORT.PDF)

31 VER [HTTP://WWW.KOMBIKRAFTWERK.DE/INDEX.PHP?ID=27](http://www.KOMBIKRAFTWERK.DE/INDEX.PHP?ID=27)

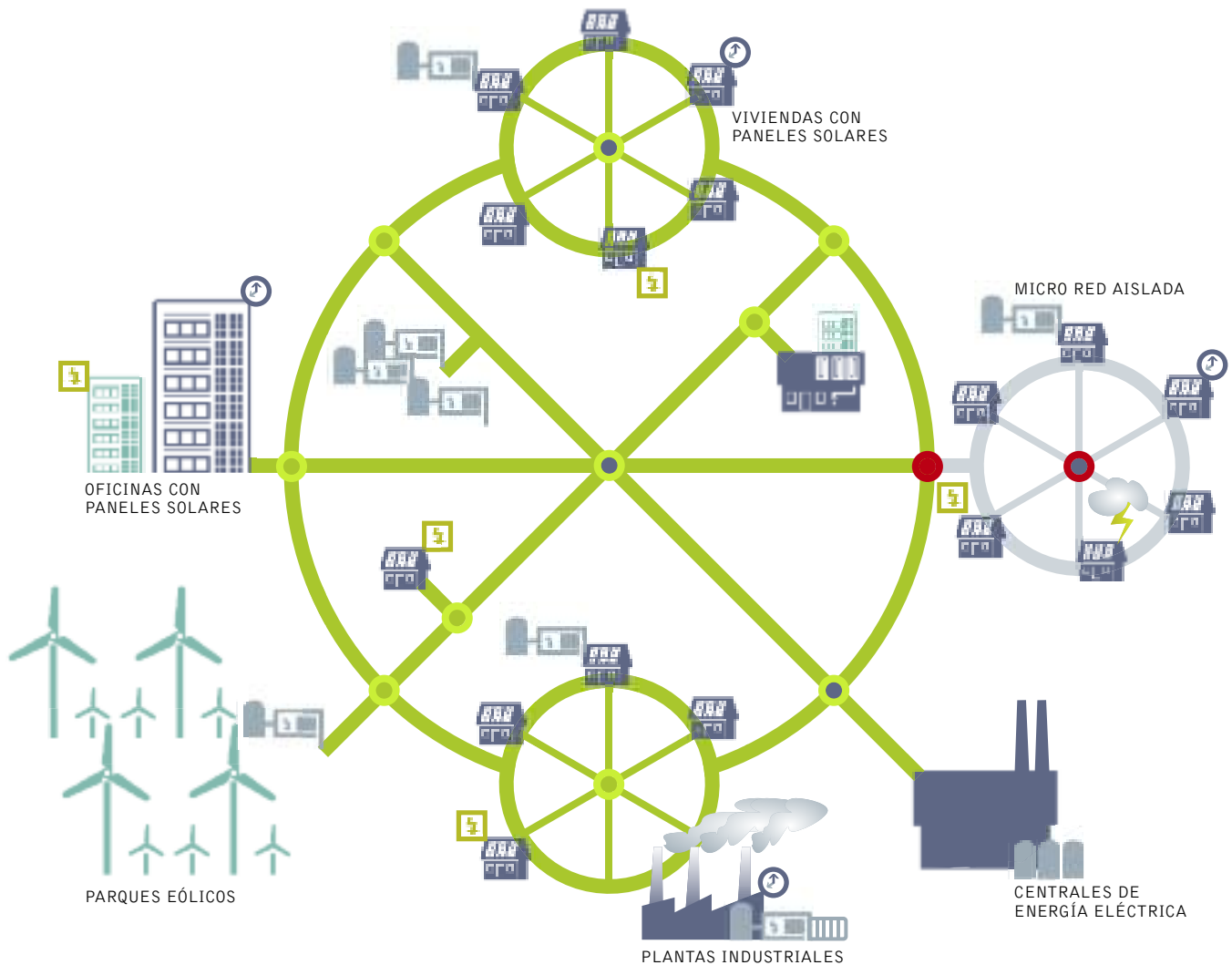
32 VER [HTTP://WWW.SOLARSERVER.DE/SOLARMAGAZIN/ANLAGEJANUAR2008_E.HTML](http://www.SOLARSERVER.DE/SOLARMAGAZIN/ANLAGEJANUAR2008_E.HTML)

imagen EL PARQUE EÓLICO MARANCHÓN EN GUADALAJARA, ESPAÑA ES EL MÁS GRANDE DE EUROPA, CON 104 GENERADORES, QUE EN CONJUNTO PRODUCEN ANUALMENTE 208 MEGAVATIOS DE ELECTRICIDAD, SUFICIENTE ENERGÍA PARA 590.000 PERSONAS.



figura 4.3: la visión de la red inteligente para la [r]evolución energética

UNA VISIÓN PARA EL FUTURO – UNA RED DE MICRO REDES INTEGRADAS QUE PUEDEN MONITOREARSE Y AUTO-REPARARSE.



- LOS **PROCESADORES** EJECUTAN SISTEMAS ESPECIALES DE PROTECCIÓN EN MICROSEGUNDOS
- LOS **SENSORES** EN 'STANDBY' – DETECTAN FLUCTUACIONES Y DISTURBIOS Y PUEDEN DAR LA SEÑAL PARA QUE CIERTAS ÁREAS SEAN AISLADAS
- LOS **SENSORES** 'ACTIVADOS' – DETECTAN FLUCTUACIONES Y DISTURBIOS Y PUEDEN DAR LA SEÑAL PARA QUE CIERTAS ÁREAS SEAN AISLADAS



ELECTRODOMÉSTICOS INTELIGENTES PUEDEN DESCONECTARSE EN RESPUESTA A INTERMITENCIAS EN LA FRECUENCIA



GESTIÓN DE DEMANDA EL USO PUEDE SER CAMBIADO A LAS HORAS DE BAJA DEMANDA PARA AHORRAR DINERO



GENERADORES LA ENERGÍA DE PEQUEÑOS GENERADORES Y DE PANELES SOLARES PUEDE REDUCIR LA DEMANDA TOTAL DE LA RED



ALMACENAMIENTO LA ENERGÍA GENERADA EN HORAS DE BAJA DEMANDA PUEDE SER ALMACENADAS EN BATERÍAS PARA SU USO POSTERIOR



DISTURBIOS EN LA RED

energía eléctrica utilizada para bombear el agua al depósito elevado puede ser recuperada cuando es liberada. Las centrales de acumulación por bombeo también pueden responder a cambios en la demanda de carga del sistema eléctrico en cuestión de segundos.

Otra forma de "almacenar" la electricidad, es utilizarla para satisfacer directamente la demanda de los vehículos eléctricos. Se espera que la cantidad de autos y camiones eléctricos se incremente drásticamente bajo el escenario de la [r]evolución energética. Por ejemplo, el concepto de vehículo-a-red (V2G) está basado en automóviles eléctricos equipados con baterías que pueden ser cargadas cuando hay exceso de generación renovable y luego

descargadas para proporcionar energía para alcanzar una capacidad pico o brindar suministro a servicios auxiliares del sistema eléctrico mientras están estacionados. Durante las horas de mayor demanda, los automóviles están generalmente estacionados cerca de centros de carga principales, por ejemplo afuera de fábricas, por lo que no habría problemas de red. Dentro del concepto de V2G, una Central Eléctrica Virtual sería construida utilizando la tecnología de los centros de TI para agregar los autos eléctricos que participen en estos mercados de electricidad y medir las actividades de carga y descarga. En el 2009, la fase de demostración del proyecto EDISON fue puesta en marcha para probar la infraestructura para la integración de los autos eléctricos al sistema eléctrico en la isla danesa de Bornholm.

escenarios para el futuro suministro de energía

GLOBAL

ANTECEDENTES DEL ESCENARIO
PROYECCIONES DEL PRECIO DEL
PETRÓLEO Y EL GAS
COSTO DE LAS EMISIONES DE CO₂

PROYECCIONES DE COSTOS PARA LA
GENERACIÓN EFICIENTE CON
COMBUSTIBLES FÓSILES Y LA CAPTURA
Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

PROYECCIONES DE COSTOS PARA
LAS TECNOLOGÍAS DE ENERGÍA
RENOVABLE

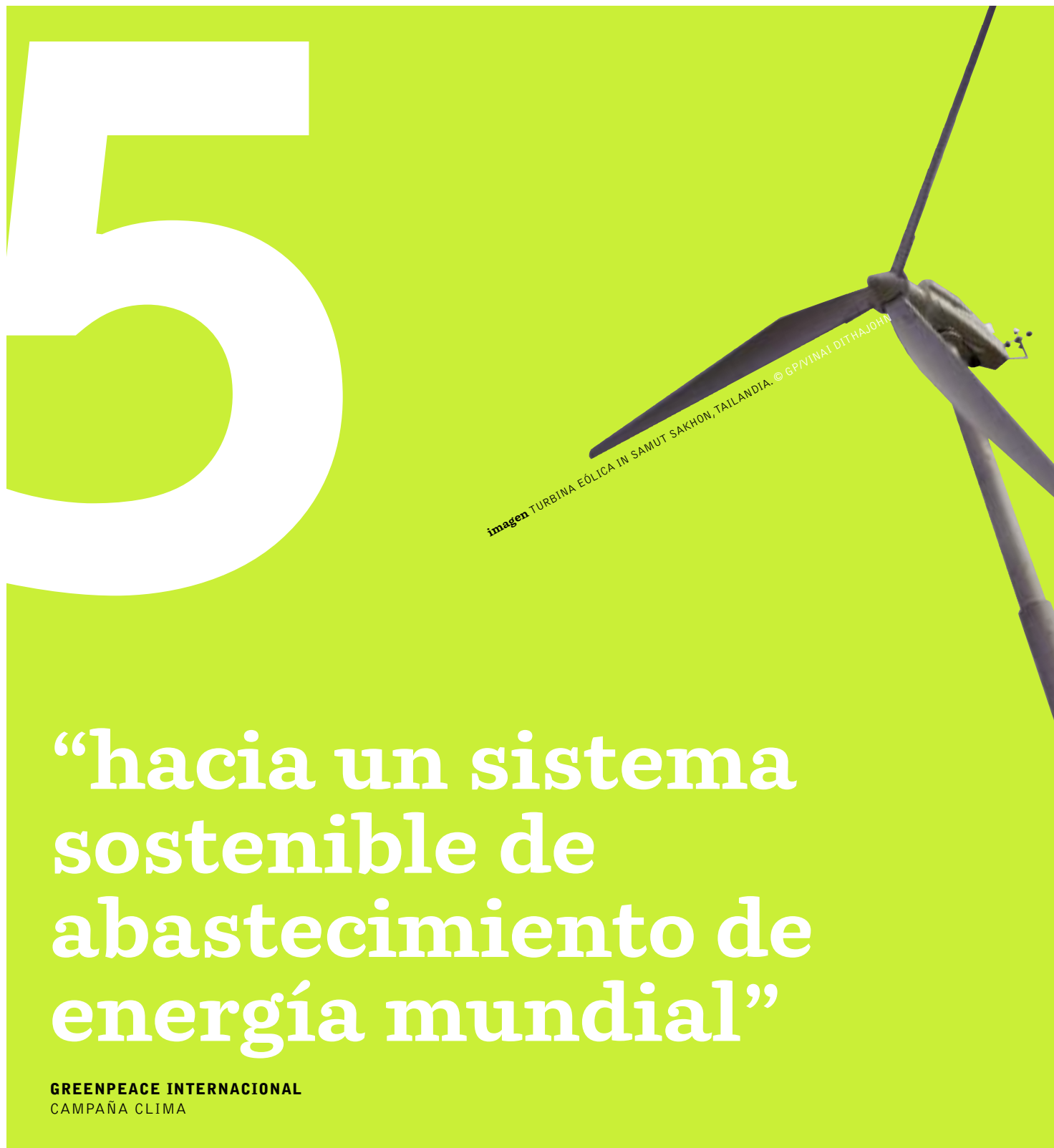


imagen TURBINA EÓLICA IN SAMUT SAKHON, TAILANDIA. © GP/IVINAI DITHAJOHN

“hacia un sistema
sostenible de
abastecimiento de
energía mundial”

GREENPEACE INTERNACIONAL
CAMPAÑA CLIMA

Pasar de los principios a la acción en cuanto a suministro energético y mitigación del cambio climático requiere una perspectiva a largo plazo. La infraestructura energética demanda tiempo para ser construida; las nuevas tecnologías energéticas necesitan tiempo para desarrollarse. Los cambios de política a menudo también necesitan muchos años para entrar en vigor. Cualquier análisis que pretenda abordar cuestiones energéticas y ambientales debe, por lo tanto, mirar hacia adelante por lo menos medio siglo.

Los escenarios son importantes para describir posibles vías de desarrollo, para darles a los tomadores de decisiones una visión general de las perspectivas futuras y para indicarles en qué medida pueden darle forma al futuro sistema energético. Aquí se utilizan dos tipos de escenario diferentes para caracterizar el amplio rango de caminos posibles para un futuro sistema de suministro de energía: un escenario de Referencia, que refleja la continuación de las tendencias y políticas actuales, y los escenarios de la [R]evolución energética, que están diseñados para alcanzar un conjunto de objetivos de política ambiental.

El **Escenario de Referencia** se basa en el escenario de referencia publicado por la Agencia Internacional de la Energía (IEA) en las Perspectivas Energéticas Mundiales 2009 (WEO 2009)³³. Este sólo tiene en cuenta las políticas energéticas y ambientales internacionales vigentes. Sus supuestos incluyen, por ejemplo, el progreso continuo en las reformas del mercado del gas y la electricidad, la liberalización del comercio transfronterizo de energía y las políticas recientes diseñadas para combatir la contaminación ambiental. El escenario de Referencia no incluye políticas adicionales para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Como la proyección de la IEA sólo cubre un horizonte temporal hasta 2030, también ha sido extendido mediante la extrapolación de sus principales indicadores macroeconómicos y energéticos hacia el 2050. Esto proporciona una base de comparación con el escenario de la [R]evolución energética.

El **Escenario de la [R]evolución Energética** tiene como objetivo clave reducir las emisiones mundiales de dióxido de carbono a un nivel de alrededor de 10 Gigatoneladas por año para el 2050 a fines de mantener el aumento de la temperatura global por debajo de 2°C. Un segundo objetivo es la eliminación mundial de la energía nuclear. Publicado por primera vez en 2007, luego actualizado y ampliado en 2008, esta última revisión también sirve como punto de referencia para el escenario más ambicioso, el de la [R]evolución energética “avanzado”. Para alcanzar estos objetivos, el escenario se caracteriza por plantear esfuerzos significativos para aprovechar al máximo el gran potencial para la eficiencia energética, utilizando de la mejor manera posible la tecnología disponible en la actualidad. Al mismo tiempo, se emplean todas las fuentes de energía renovable rentables para la generación de calor y electricidad, así como la producción de biocombustibles. Los parámetros de marco general para la población y el crecimiento del PBI no cambian respecto del escenario de Referencia.

El **Escenario de la [R]evolución Energética Avanzado** apunta a una disminución aún mayor en las emisiones de CO₂, sobre todo dada la incertidumbre de que incluso 10 Gigatoneladas podría ser demasiado para mantener los aumentos de la temperatura global a raya. Todos los parámetros de marco general, tales como la población y el crecimiento económico, permanecen inalterados. El camino a la eficiencia para la industria y “otros sectores” es también el mismo del escenario básico de la [R]evolución energética. En lo que difiere el escenario avanzado es que incorpora un mayor esfuerzo para desarrollar mejores tecnologías para lograr la reducción de CO₂. Por lo tanto resulta en una baja de la demanda en el sector del transporte (en comparación con el escenario base), como resultado de un cambio en los patrones de conducción y una incorporación más rápida de vehículos de combustión eficiente y - después de 2025 - una mayor proporción de vehículos híbridos y eléctricos.

Dado el enorme y diverso potencial de la energía renovable, el escenario avanzado también prevé un desplazamiento en el uso de energías renovables de electricidad a calor. Los supuestos para el sector de la calefacción incluyen, por lo tanto, una expansión más rápida de la utilización de la calefacción de distrito y del hidrógeno, y más electricidad para el calor de proceso en el sector de la industria. También se utilizan más bombas de calor geotérmicas, lo que conduce – en conjunto con una mayor proporción de vehículos eléctricos en el sector del transporte – a una mayor demanda total de electricidad. Además, se prevé una expansión más rápida de los sistemas de calefacción solar y geotérmica.

En todos los sectores, las últimas proyecciones de desarrollo de mercado de la industria de las energías renovables³⁴ han sido tenidas en cuenta (véase la tabla 5.11 Tasas de crecimiento anual de las tecnologías de energía renovable). Particularmente en los países en vías de desarrollo, se ha asumido una vida operacional más corta para las centrales eléctricas a carbón -20 en lugar de 40 años- a fin de permitir una adopción más rápida de las energías renovables. La introducción más rápida de vehículos eléctricos, junto con la implementación de redes inteligentes y una mayor expansión de las superredes (alrededor de diez años antes que en el escenario básico de la [R]evolución energética) permite el empleo de una mayor proporción de la generación de energía renovable fluctuante (fotovoltaica y eólica). Por lo tanto, la marca del 30% para la proporción de renovables en el suministro energético mundial se superaría justo después del 2020 (diez años antes que en el escenario básico de la [R]evolución energética).

Las cantidades globales de biomasa y de grandes hidroeléctricas siguen siendo las mismas en ambos escenarios de la [R]evolución energética por motivos de sustentabilidad.

Estos escenarios de ninguna manera pretenden predecir el futuro; simplemente describen tres potenciales vías de desarrollo del amplio abanico de “posibles” futuros. Los escenarios de la [R]evolución energética están diseñados para indicar los esfuerzos y acciones necesarias para alcanzar sus ambiciosos objetivos, y para ilustrar las opciones que están a nuestro alcance para cambiar nuestro sistema de suministro energético por uno que sea sustentable.

5.1 antecedentes del escenario

Los escenarios de este informe fueron encargados en forma conjunta por Greenpeace y el Consejo Europeo para las Energías Renovables al Instituto de Termodinámica Técnica, parte del Centro Aeroespacial Alemán (DLR). Los escenarios de suministro fueron calculados utilizando el modelo de simulación MESAP/PlaNet adoptado en los estudios anteriores de la [R]evolución energética³⁵. Algunos análisis detallados llevados a cabo durante la preparación del estudio de la [R]evolución energética de 2008 también se utilizaron como contribuciones para esta actualización. Las proyecciones de la demanda energética fueron desarrolladas para el estudio de 2008 por Ecofys, de los Países Bajos, basadas en un análisis sobre el potencial futuro de las medidas de eficiencia energética. El potencial de la biomasa, juzgado de acuerdo con los criterios de sustentabilidad de Greenpeace, ha sido desarrollado especialmente para este escenario por el Centro Alemán de Investigación de la Biomasa. La vía de desarrollo futuro para la tecnología automotriz se basa en un informe especial producido en 2008 por el Instituto de Conceptos de Vehículos (DLR), para Greenpeace Internacional.

referencias

³³ AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA, 'WORLD ENERGY OUTLOOK 2007', 2007.

³⁴ VER EREC, RE-THINKING 2050, GWEC, EPIA ET AL

³⁵ 'ENERGY [R]EVOLUTION: A SUSTAINABLE WORLD ENERGY OUTLOOK', GREENPEACE INTERNACIONAL, 2007 Y 2008.

5.2 proyecciones del precio del petróleo y el gas

Las recientes fluctuaciones drásticas en los precios mundiales del petróleo han sido traducidas en proyecciones de precios levemente más altas para los combustibles fósiles. En el escenario de la Comisión Europea de 2004, “precios elevados del petróleo y el gas”, por ejemplo, se proyectaba un precio del petróleo de apenas US\$34 por barril en el 2030. Proyecciones más recientes de los precios del petróleo para el año 2030 en el informe Perspectiva Energética Mundial (WEO, por sus siglas en inglés) de 2009 de la IEA oscilan entre los US\$80/bbl, en el caso de una sensibilidad más baja de los precios, y los US\$150/bbl, en el caso de una sensibilidad más alta de los precios. El escenario de referencia en el WEO 2009 predice un precio del petróleo de US\$115/bbl.

Desde que se publicó el primer estudio de la [r]evolución energética en 2007, el precio real del petróleo cruzó la barrera de los US\$100/bbl por primera vez, y en julio de 2008, alcanzó la cifra récord de más de US\$140/bbl.

Aunque los precios del petróleo volvieron a bajar a US\$100/bbl en septiembre de 2008 y a alrededor de US\$80/bbl en abril de 2010, las proyecciones en el escenario de referencia de la IEA aún podrían ser consideradas demasiado conservadoras. Teniendo en cuenta la creciente demanda mundial de petróleo, hemos asumido una vía de evolución de los precios para los combustibles fósiles basados en el caso de sensibilidad más alta de los precios del WEO 2009 de la IEA extrapolados hacia adelante hasta el 2050 (véase la Tabla 5.1).

Como el suministro de gas natural está limitado por la disponibilidad de infraestructura de los gasoductos, no existe un precio de mercado mundial para el gas. En la mayoría de las regiones del mundo el precio del gas se encuentra relacionado en forma directa con el precio del petróleo. Por lo tanto, se supone que los precios del gas aumentarán a US\$24 - 29/GJ para el 2050.

5.3 costo de las emisiones de CO₂

Asumiendo que, a largo plazo, todas las regiones del mundo habrán establecido un sistema de comercio de emisiones de CO₂, el costo de las asignaciones de CO₂ debe ser incluido en el cálculo de los costos de generación de electricidad. Sin embargo, las proyecciones de los costos de las emisiones son aún más inciertas que los precios de la energía, y los estudios disponibles abarcan un amplio rango de estimaciones futuras. Como en el estudio anterior de la [r]evolución energética, asumimos costos de CO₂ de \$10/tCO₂ en 2015, ascendiendo a \$50/tCO₂ para el 2050. Los costos adicionales del CO₂ son aplicados en los países No-Anexo B del Protocolo de Kyoto (en vías de desarrollo) sólo después del 2020.

tabla 5.1: proyecciones de desarrollo de los precios de los combustibles fósiles en US\$ al 2008

	UNIT	2000	2005	2007	2008	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Petróleo importado												
IEA WEO 2009 “Referencia ”	barril	34,30	50,00	75,00	97,19		86,67	100	107,5	115		
USA EIA 2008 “Referencia ”	barril					86,64		69,96		82,53		
USA EIA 2008 “Precio Alto”	barril					92,56		119,75		138,96		
[R]evolución Energética 2010	barril						110,56	130,00	140,00	150,00	150,00	150,00
Gas natural importado												
IEA WEO 2009 “Referencia ”												
Estados Unidos	GJ	5,00	2,32	3,24	8,25		7,29	8,87	10,04	11,36		
Europa	GJ	3,70	4,49	6,29	10,32		10,46	12,10	13,09	14,02		
Japón GNL	GJ	6,10	4,52	6,33	12,64		11,91	13,75	14,83	15,87		
[R]evolución Energética 2010												
Estados Unidos	GJ			3,24		8,70		10,70	12,40	14,38	18,10	23,73
Europa	GJ			6,29		10,89		16,56	17,99	19,29	22,00	26,03
Japón GNL	GJ			6,33		13,34		18,84	20,37	21,84	24,80	29,30
Carbón importado												
OECD carbón importado												
[R]evolución Energética 2010	tonelada			69,45		120,59	116,15	135,41	139,50	142,70	160,00	172,30
IEA WEO 2009 “Referencia ”	tonelada	41,22	49,61	69,45		120,59	91,05	104,16	107,12	109,4		
Biomasa (solida)												
[R]evolución Energética 2010												
OECD Europa	GJ			7,4		7,7	8,2	9,2		10,0	10,3	10,5
OCDE PACÍFICOo y Norte América	GJ			3,3		3,4	3,5	3,8		4,3	4,7	5,2
Otras regiones	GJ			2,7		2,8	3,2	3,5		4,0	4,6	4,9

fuentes 2000-2030, IEA WEO 2009 PRECIOS MÁXIMOS DE PETRÓLEO, GAS Y CARBÓN; 2040-2050 Y OTROS COMBUSTIBLES, INFORMACIÓN PROPIA.

imagen EQUIPO DEL BARCO DE RESPUESTA CONTRA INCENDIOS COMBATIENDO LOS ARDIENTES REMANENTES DEL PETRÓLEO EN LA PLATAFORMA DEEPWATER HORIZON, 21 DE ABRIL 2010. MÚLTIPLES HELICÓPTEROS DE LOS GUARDACOSTAS, LOS AVIONES Y CORTADORES RESPONDIERON AL RESCATE DE LA 126 PERSONAS DE LA PLATAFORMA.



table 5.2: hipótesis sobre el desarrollo del costo de la emisiones de CO₂ (US\$/tCO₂)

PAISES	2015	2020	2030	2040	2050
Países del Anexo B del Protocolo de Kioto	10	20	30	40	50
Países No incluidos en el Anexo B		20	30	40	50

5.4 proyecciones de costos para la generación eficiente con combustibles fósiles y la captura y almacenamiento de carbono (CCS, por sus siglas en inglés)

Mientras que las tecnologías de energía de combustibles fósiles utilizadas actualmente para el carbón, el gas, el lignito y el petróleo están establecidas y en una fase avanzado de desarrollo de mercado, se asumen potenciales reducciones de costos adicionales. Sin embargo, el potencial para la reducción de costos es limitado, y será alcanzado principalmente a través de un aumento de la eficiencia³⁶.

Existe mucha especulación acerca del potencial para la captura y almacenamiento de carbono (CCS) para mitigar el efecto del consumo de combustibles fósiles sobre el cambio climático, aunque la tecnología aún está en desarrollo.

La CCS es una forma de capturar el CO₂ de los combustibles fósiles, ya sea antes o después de ser quemados, y "almacenarlo" (deshaciéndose de él) en el mar o debajo de la superficie de la tierra. Actualmente existen tres métodos diferentes de captura de CO₂: "precombustión", "postcombustión" y la "oxicombustión". Sin embargo, el desarrollo se encuentra en una fase muy temprana y la CCS no será implementada, en el mejor de los casos, antes del 2020, y probablemente no sea económicamente viable como una opción de mitigación eficaz posible hasta el 2030.

Las estimaciones de los costos para la CCS varían considerablemente, dependiendo de factores tales como la configuración de la central, la tecnología, los costos de combustible, el tamaño del proyecto y su ubicación. Sin embargo, una cosa es segura, la CCS es costosa. Se requieren fondos significativos para construir las centrales eléctricas y la infraestructura necesaria para transportar y almacenar carbono. El Panel

Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC) evalúa los costos que oscilan entre US\$15 y 75 por tonelada de CO₂ capturada³⁷, mientras que un informe reciente del Departamento de Energía de EE.UU. halló que la instalación de los sistemas de captura de carbono en las centrales más modernas implican casi la duplicación de los costos³⁸. Se estima que estos costos aumentarán el precio de la electricidad entre un 21y un 91%³⁹.

También será necesaria la construcción de redes de gasoductos para transportar el CO₂ a los sitios de almacenamiento. Es probable que esto requiera una considerable inversión de capital⁴⁰. Los costos variarán dependiendo de una serie de factores, que incluyen la longitud del gasoducto, el diámetro y la fabricación a partir de acero resistente a la corrosión, así como también el volumen de CO₂ a ser transportado. Los gasoductos construidos cerca de centros de población o en terrenos difíciles, tales como zonas pantanosas o rocosas, son más costosos⁴¹.

El IPCC estima un rango de costos para los gasoductos que va entre US\$1 y 8/tonelada de CO₂ transportado. Un informe del Servicio de Investigaciones del Congreso de Estados Unidos calculó los costos de capital de un gasoducto de 11 millas en la región medio-oeste de EE.UU. en aproximadamente US\$6 millones. El mismo informe estima que una red dedicada de gasoductos interestatales en Carolina del Norte costaría más de \$5 mil millones debido al limitado potencial geológico de secuestro en esa parte del país⁴². Los costos del almacenamiento y posterior monitoreo y verificación están estimados por el IPCC en un rango de US\$0,5-8/tCO₂ (para almacenamiento) y US\$0,1-0,3/tCO₂ (para monitoreo). El costo total de la CCS podría, por lo tanto, servir como una importante barrera para su implementación⁴³.

Por las razones mencionadas, las centrales eléctricas con CCS no están incluidas en nuestro análisis financiero.

La Tabla 5.3 resume nuestras hipótesis sobre los parámetros técnicos y económicos de las futuras tecnologías de las centrales de combustibles fósiles. A pesar de los crecientes precios de las materias primas, asumimos que las innovaciones técnicas adicionales resultarán en una reducción moderada de los costos de inversión futuros, así como en una mejora en la eficiencia de las centrales. Estas mejoras son, sin embargo, superadas por el incremento previsto de los precios de los combustibles fósiles, resultando en un aumento significativo en los costos de generación de electricidad.

tabla 5.3: desarrollo de la eficiencia y los costos de inversión para las plantas de energía seleccionadas

		2007	2015	2020	2030	2040	2050
Planta de energía de condensación eléctrica a base de carbón	Eficiencia (%)	45	46	48	50	52	53
	Costos de inversión (US\$/kW)	1.320	1.230	1.190	1.160	1.130	1.100
	Costos de generación eléc. incluidos costos de emisión CO ₂ (US\$/cents/kWh)	6,6	9,0	10,8	12,5	14,2	15,7
	CO ₂ Emisiones ^{a)} (g/kWh)	744	728	697	670	644	632
Planta de energía de condensación de combustión de lignito	Eficiencia (%)	41	43	44	44,5	45	45
	Costos de inversión (US\$/kW)	1.570	1.440	1.380	1.350	1,320	1.290
	Costos de generación eléc. incluidos costos de emisión CO ₂ (US\$/cents/kWh)	5,9	6,5	7,5	8,4	9,3	10,3
	CO ₂ Emisiones ^{a)} (g/kWh)	975	929	908	898	888	888
Ciclo combinado de gas natural	Eficiencia (%)	57	59	61	62	63	64
	Costos de inversión (US\$/kW)	690	675	645	610	580	550
	Costos de generación eléc. incluidos costos de emisión CO ₂ (US\$/cents/kWh)	7,5	10,5	12,7	15,3	17,4	18,9
	CO ₂ Emisiones ^{a)} (g/kWh)	354	342	330	325	320	315

fuentes DLR, 2010 ^{a)} LAS EMISIONES DE CO₂ SE REFIEREN SÓLO A LOS EGRESOS DE LA CENTRAL ENERGÉTICA, LAS EMISIONES DE CICLO DE VIDA NO SE CONSIDERAN.

referencias

- 36** GREENPEACE INTERNATIONAL BRIEFING: CARBON CAPTURE AND STORAGE', (INFORME INTERNACIONAL DE GREENPEACE: CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO) GOERNE, 2007
37 ABANADES, J C ET AL., 2005, PÁG 10
38 NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORIES, 2007.

- 39** RUBIN ET AL., 2005A, PÁG 40
40 RAGDEN, P ET AL., 2006, PÁG 18.
41 HEDDLE, G ET AL., 2003, PÁG 17.
42 PARFOMAK, P & FOLGER, P, 2008, PÁG 5 Y 12.
43 RUBIN ET AL., 2005B, PÁG 4444.

5.5 proyecciones de costos para las tecnologías de energía renovable

El abanico de tecnologías de energía renovable disponibles en la actualidad presenta diferencias marcadas en cuanto a su madurez técnica, costos y potencial de desarrollo. Mientras que la energía hidroeléctrica ha sido ampliamente utilizada por décadas, otras tecnologías, como la gasificación de la biomasa, aún tienen que encontrar su camino hacia la madurez de mercado. Algunas fuentes renovables, por su propia naturaleza, incluyendo la energía eólica y solar, proporcionan un suministro fluctuante, por lo que requieren una coordinación revisada con la red de redes. Pero a pesar de que en muchos casos estas tecnologías están "distribuidas" – siendo su producción generada y utilizada localmente para el consumidor- el futuro también verá aplicaciones a gran escala en forma de parques eólicos marinos, centrales eléctricas fotovoltaicas o plantas de energía solar de concentración.

Mediante la utilización de las ventajas individuales de las diferentes tecnologías y vinculándolas entre ellas, se puede desarrollar un amplio espectro de opciones disponibles para la madurez del mercado y la integración paso a paso en las estructuras de suministro existentes. Esto eventualmente proveerá una cartera complementaria de tecnologías respetuosas con el medio ambiente para el suministro de calor y electricidad y el suministro de combustibles para el transporte.

Muchas de las tecnologías de energía renovable empleadas en la actualidad se encuentran en una fase relativamente temprana de desarrollo de mercado. Como resultado, los costos de la producción de electricidad, calor y combustible son generalmente más elevados que los de los sistemas convencionales competidores lo que constituye un recordatorio de que los costos externos (ambientales y sociales) de la producción convencional de energía no están incluidos en los precios de mercado. Se espera, sin embargo, que en comparación con las tecnologías convencionales, puedan lograrse grandes reducciones de costos a través de avances técnicos, mejoras en la fabricación y la producción a gran escala. Especialmente cuando se desarrollan escenarios a largo plazo, abarcando períodos de varias décadas, la tendencia dinámica de la evolución de los costos a lo largo del tiempo desempeña un papel crucial en la identificación de estrategias de expansión económicamente razonables.

Para identificar la evolución de los costos a largo plazo, se han aplicado curvas de aprendizaje que reflejan la correlación entre los volúmenes de producción acumulados de una tecnología en particular y una reducción en sus costos. Para muchas tecnologías, el factor de aprendizaje (o ratio de progreso) cae en el rango entre 0,75 para los sistemas menos maduros a 0,95 o más para tecnologías bien establecidas. Un factor de aprendizaje de 0,9 significa que se espera que los costos caigan un 10% cada vez que la producción acumulada de la tecnología se duplique. Los datos empíricos muestran, por ejemplo, que el factor de aprendizaje para los módulos de energía solar fotovoltaica se ha mantenido bastante constante: en 0,8 durante 30 años, mientras que para la energía eólica varía de 0,75 en el Reino Unido hasta 0,94 en el mercado alemán, que se encuentra más avanzado.

Los supuestos sobre los costos futuros de las tecnologías de energía renovable en el escenario de la [R]evolución energética son derivados de una revisión de estudios de curvas de aprendizaje, por ejemplo, Lena Neij y otros⁴⁴; del análisis de prospectivas tecnológicas y estudios de planificación recientes, que incluyen el proyecto "Desarrollo de externalidades de nuevas energías para la sustentabilidad"⁴⁵ (NEEDS, según sus siglas en inglés) financiado por la Comisión Europea, o las Perspectivas sobre Tecnología Energética 2008 de la IEA; proyecciones hechas por el Consejo Europeo de Energías Renovables publicadas en abril de 2010 ("RE-thinking 2050") y discusiones con expertos de una amplia gama de sectores diferentes de la industria de la energía renovable.

5.5.1 fotovoltaicas (pv)

El mercado mundial de la energía fotovoltaica (PV) ha estado creciendo más del 40% anual en los últimos años y la contribución que puede aportar a la generación de electricidad está comenzando a ser significativa. La importancia de la energía fotovoltaica proviene de su carácter descentralizado/centralizado, su flexibilidad para su uso en un entorno urbano y su enorme potencial para la reducción de costos. El trabajo de desarrollo está enfocado en la mejora de los módulos existentes y los componentes del sistema mediante el incremento de su eficiencia energética y la reducción en el uso de materiales. Las tecnologías como la película fina fotovoltaica (que utiliza materiales semiconductores alternativos) o las celdas solares con pigmentos sensibles se están desarrollando rápidamente y presentan un enorme potencial para la reducción de costos. La tecnología madura de los cristales de silicio, con una vida útil comprobada de 30 años, está incrementando continuamente la eficiencia de sus celdas y módulos (en un 0,5% anual), mientras que el espesor de las celdas disminuye rápidamente (de 230 a 180 micrones en los últimos cinco años). La eficiencia de los módulos comerciales oscila entre el 14 y el 21%, dependiendo de la calidad del silicio y del proceso de fabricación.

El factor de aprendizaje para los módulos fotovoltaicos ha sido bastante constante durante los últimos 30 años, con una reducción de costos del 20% cada vez que la capacidad instalada se duplica, lo que indica un alto grado de aprendizaje técnico. Asumiendo una capacidad instalada global de 1000GW entre 2030 y 2040 en el escenario básico de la [R]evolución energética, y con una producción de electricidad de 1400 TWh/a, podemos esperar lograr costos de generación de alrededor de 5 a 10 centavos/kWh (dependiendo de la región). Durante los siguientes cinco a diez años, la energía fotovoltaica se volverá competitiva con los precios minoristas de la electricidad en muchas partes del mundo, y competitiva con los costos de los combustibles fósiles para el 2030. La versión de la [R]evolución energética avanzado muestra un crecimiento más rápido, con una capacidad fotovoltaica que alcanzará los 1000 GW para 2025, cinco años antes que el escenario básico.

tabla 5.4: hipótesis de costos de la energía fotovoltaica

	2007	2015	2020	2030	2040	2050
[R]evolución Energética						
Capacidad instalada global (GW)	6	98	335	1.036	1.915	2.968
Costos de inversión (US\$/kW)	3.746	2.610	1.776	1.027	785	761
Costos de operación y mantenimiento (US\$/kW/a)	66	38	16	13	11	10
[R]evolución Energética Avanzada						
Capacidad instalada global (GW)	6	108	439	1.330	2.959	4.318
Costos de inversión (US\$/kW)	3.746	2.610	1.776	1.027	761	738
Costos de operación y mantenimiento (US\$/kW/a)	66	38	16	13	11	10

⁴⁴ NEIJ, L, 'COST DEVELOPMENT OF FUTURO TECHNOLOGIES FOR POWER GENERATION - A STUDY BASED ON EXPERIENCE CURVES AND COMPLEMENTARY BOTTOM-UP ASSESSMENTS', ENERGY POLICY 36 (2008), 2200-2211.

⁴⁵ WWW.NEEDS-PROJECT.ORG



5.5.2 energía solar de concentración

Las centrales de energía solar térmica de “concentración” (CSP) sólo pueden utilizar la luz solar directa y por lo tanto dependen de ubicaciones con alta irradiación. El Norte de África, por ejemplo, tiene un potencial técnico que excede por mucho la demanda local. Las diversas tecnologías solares térmicas (canales parabólicos, torres solares o receptores centrales y discos parabólicos) ofrecen buenas perspectivas para el desarrollo y la reducción de costos adicionales. Debido a su diseño más simple, los colectores de “Fresnel” son considerados como una opción para un recorte adicional de costos. La eficiencia de los sistemas de receptores centrales puede ser incrementada mediante la producción de aire comprimido a una temperatura de hasta 1000°C, que luego se utiliza para hacer funcionar una turbina combinada de gas y vapor.

Los sistemas de almacenamiento térmico son un componente clave para reducir los costos de la generación de electricidad de las CSP. La central española Andasol 1, por ejemplo, está equipada con almacenamiento de sales fundidas con una capacidad de 7,5 horas. Un mayor nivel de funcionamiento con carga completa se puede lograr mediante la utilización de un sistema de almacenamiento térmico y un gran campo de colectores. Aunque esto conduce a mayores costos de inversión, reduce el costo de la generación de electricidad.

Dependiendo del nivel de irradiación y el modo de operación, se espera que en el futuro a largo plazo se puedan alcanzar costos de generación de electricidad de 6 y 10 centavos US\$/kW. Esto presupone una rápida introducción en el mercado en los próximos años.

tabla 5.5: hipótesis de costos de la energía solar de concentración (csp)

	2007	2015	2020	2030	2040	2050
[R]evolución Energética						
Capacidad instalada global (GW)	1	25	105	324	647	1.002
Costos de inversión (US\$/kW)	7.250	5.576	5.044	4.263	4.200	4.160
Costos de operación y mantenimiento (US\$/kWa)	300	250	210	180	160	155
[R]evolución Energética Avanzada						
Capacidad instalada global (GW)	1	28	225	605	1.173	1.643
Costos de inversión (US\$/kW)	7.250	5.576	5.044	4.200	4.160	4.121
Costos de operación y mantenimiento (US\$/kWa)	300	250	210	180	160	155

5.5.3 energía eólica

En un corto período de tiempo, el desarrollo dinámico de la energía eólica ha resultado en el establecimiento de un mercado mundial floreciente. Mientras que las políticas de incentivos favorables han hecho de Europa el motor principal del mercado eólico mundial, en 2009, más de tres cuartas partes de la capacidad anual instalada estaba fuera de Europa. Esta tendencia probablemente continúe. El auge en la demanda de tecnología de energía eólica no obstante condujo a restricciones en la oferta. Como consecuencia, el costo de los sistemas nuevos se ha incrementado. Sin embargo, debido a la continua expansión de las capacidades de producción, la industria ya está resolviendo los cuellos de botella en la cadena de suministro. Teniendo en cuenta las proyecciones de desarrollo de mercado, el análisis de las curvas de aprendizaje y las expectativas de la industria, suponemos que los costos de inversión para las turbinas eólicas se reducirán en un 30% para las instalaciones en tierra y un 50% para las marinas hasta el 2050.

tabla 5.6: hipótesis de costos de la energía eólica

	2007	2015	2020	2030	2040	2050
[R]evolución Energética						
Capacidad instalada (on+off shore - GW)	95	407	878	1.733	2.409	2.943
Energía eólica on shore						
Costos de inversión (US\$/kW)	1.510	1.255	998	952	906	894
Costos O&M (US\$/kWa)	58	51	45	43	41	41
Energía eólica off shore						
Costos de inversión (US\$/kW)	2.900	2.200	1.540	1.460	1.330	1.305
Costos O&M (US\$/kWa)	166	153	114	97	88	83
[R]evolución Energética Avanzada						
Installed capacity (on+offshore - GW)	95	494	1.140	2.241	3.054	3.754
Energía eólica on shore						
Costos de inversión (US\$/kW)	1.510	1.255	998	906	894	882
Costos O&M (US\$/kWa)	58	51	45	43	41	41
Energía eólica off shore						
Costos de inversión (US\$/kW)	2.900	2.200	1.540	1.460	1.330	1.305
Costos O&M (US\$/kWa)	166	153	114	97	88	83

5.5.4 biomasa

El factor crucial para la economía de la utilización de la biomasa es el costo de la materia prima, que en la actualidad oscila desde un costo negativo para los desechos de comida (en base a que se evitan los gastos por la eliminación de residuos) pasando por materiales residuales a bajo costo hasta los cultivos energéticos más costosos. El espectro resultante para los costos de generación de energía es, por lo tanto, amplio. Una de las opciones más económicas es la utilización de residuos de madera en centrales de cogeneración (CHP) con turbina de vapor. Por el contrario, la gasificación de la biomasa sólida, que abre un amplio rango de aplicaciones, es aún relativamente costosa. En el largo plazo se espera lograr costos de producción de electricidad favorables mediante la utilización de gas de madera, tanto en microunidades de cogeneración (motores y celdas de combustible) como en centrales eléctricas de gas y vapor. También existe un gran potencial para la utilización de biomasa sólida para la generación de calor, tanto en pequeños como en grandes centros de calefacción vinculados a redes locales de calefacción. Convertir cultivos en etanol y “biodiesel” a partir de metiléster de colza (RME) se ha vuelto cada vez más importante en los últimos años, por ejemplo en Brasil, EE.UU. y Europa. Los procesos para la obtención de combustibles sintéticos a partir de gases biogénicos también jugarán un papel más importante.

Existe un gran potencial para la explotación de tecnologías modernas en Latinoamérica, Norteamérica, Europa y las economías en transición, ya sea en aplicaciones estacionarias o en el sector del transporte. En el largo plazo, Europa y las economías en transición obtendrán de un 20 a un 50% del potencial de biomasa a partir de cultivos energéticos, mientras que el uso de la biomasa en todas las otras regiones tendrá que depender de residuos forestales, residuos de madera industrial y paja. Un creciente potencial de residuos estará disponible en Latinoamérica, Norteamérica y África.

tabla 5.7: hipótesis de costos de la biomasa

	2007	2015	2020	2030	2040	2050
[R]evolución Energética						
Biomasa (sólo electricidad)						
Capacidad instalada global (GW)	28	48	62	75	87	107
Costos de inversión (US\$/kW)	2.818	2.452	2.435	2.377	2.349	2.326
costos O&M (US\$/kWa)	183	166	152	148	147	146
Biomasa (CHP)						
Capacidad instalada global (GW)	18	67	150	261	413	545
Costos de inversión (US\$/kW)	5.250	4.255	3.722	3.250	2.996	2.846
costos O&M (US\$/kWa)	404	348	271	236	218	207
[R]evolución Energética Avanzada						
Biomasa (sólo electricidad)						
Capacidad instalada global (GW)	28	50	64	78	83	81
Costos de inversión (US\$/kW)	2.818	2.452	2.435	2.377	2.349	2.326
costos O&M (US\$/kWa)	183	166	152	148	147	146
Biomasa (CHP)						
Capacidad instalada global (GW)	18	65	150	265	418	540
Costos de inversión (US\$/kW)	5.250	4.255	3.722	3.250	2.996	2.846
costos O&M (US\$/kWa)	404	348	271	236	218	207

En otras regiones, como el Medio Oriente y todas las regiones asiáticas, el aumento en la utilización de biomasa está restringido, ya sea a causa de una disponibilidad generalmente baja o al uso tradicional de por sí elevado. En este último caso, la utilización de tecnologías modernas y más eficientes mejorará la sustentabilidad (de su uso corriente) del uso actual y tendrá efectos colaterales positivos, tales como la reducción de la contaminación en interiores y de la pesada carga de trabajo actualmente asociada con el uso tradicional de la biomasa.

5.5.5 geotérmica

La energía geotérmica se ha utilizado desde hace mucho tiempo en todo el mundo para suministrar calor, y desde principios del siglo pasado para la generación de electricidad. La electricidad generada geotérmicamente estaba previamente limitada a sitios con condiciones geológicas específicas, pero trabajos adicionales intensivos de investigación y desarrollo han permitido la ampliación de las zonas potenciales. En particular, la creación de grandes superficies subterráneas de intercambio de calor – los Sistemas Geotérmicos Mejorados (EGS, según sus siglas en inglés) – y la mejora de la conversión de baja temperatura, por ejemplo con el Ciclo Orgánico de Rankine (ORC, según sus siglas en inglés), abren la posibilidad de producir electricidad geotérmica en cualquier lugar. Las centrales avanzadas de cogeneración de calor y electricidad también mejorarán la economía de la electricidad geotérmica.

Como una gran parte de los costos de una central de energía geotérmica proviene de las perforaciones a gran profundidad, se espera un mayor desarrollo de tecnologías de perforación innovadoras. Asumiendo un crecimiento promedio del mercado mundial para la capacidad de energía geotérmica de 9% anual hasta el 2020, ajustándose a un 4% más allá de 2030, el resultado sería un potencial de reducción de costos del 50% para 2050:

tabla 5.8: hipótesis de costos de energía geotermal

	2007	2015	2020	2030	2040	2050
[R]evolución Energética						
Geotérmica (sólo electricidad)						
Capacidad instalada global (GW)	10	19	36	71	114	144
Costos de inversión (US\$/kW)	12.446	10.875	9.184	7.250	6.042	5.196
costos O&M (US\$/kWa)	645	557	428	375	351	332
Geotérmica (CHP)						
Capacidad instalada global (GW)	1	3	13	37	83	134
Costos de inversión (US\$/kW)	12.688	11.117	9.425	7.492	6.283	5.438
costos O&M (US\$/kWa)	647	483	351	294	256	233
[R]evolución Energética Avanzada						
Geotérmica (sólo electricidad)						
Capacidad instalada global (GW)	10	21	57	191	337	459
Costos de inversión (US\$/kW)	12.446	10.875	9.184	5.196	4.469	3.843
costos O&M (US\$/kWa)	645	557	428	375	351	332
Geotérmica (CHP)						
Capacidad instalada global (GW)	0	3	13	47	132	234
Costos de inversión (US\$/kW)	12.688	11.117	9.425	7.492	6.283	5.438
costos O&M (US\$/kWa)	647	483	351	294	256	233

imagen UNA VACA EN FRENTE DEL BIODIGESTOR EN EL PUEBLO BIOENERGÉTICO DE JUEHNDE. ES LA PRIMERA COMUNIDAD EN ALEMANIA, QUE PRODUCE TODAS SUS ENERGÍA NECESARIA PARA CALEFACCIÓN Y ELECTRICIDAD, CON BIOMASA NEUTRA EN CO₂.



- Para la energía geotérmica convencional, de 7 centavos de US\$/kWh a cerca de 2 centavos de US\$/kWh
- Para los EGS, a pesar de las altas cifras en la actualidad (alrededor de 20 centavos US\$/kWh), se espera que los costos de producción de electricidad –en función de los pagos para el suministro de calor– bajen a alrededor de 5 centavos US\$/kWh en el largo plazo.

Debido a su suministro no fluctuante y una carga de la red operando casi el 100% del tiempo, la energía geotérmica es considerada un elemento clave en una estructura de suministro futuro basado en fuentes renovables. Hasta ahora sólo hemos utilizado una porción marginal de su potencial. La perforación geotérmica superficial, por ejemplo, hace posible el suministro de calefacción y refrigeración en cualquier momento, en cualquier lugar, y puede ser utilizada para el almacenamiento de energía térmica.

5.5.6 energía oceánica

La energía oceánica, particularmente la energía de las olas en alta mar, es un recurso significativo, y tiene el potencial para satisfacer un porcentaje importante del suministro eléctrico mundial. Globalmente, el potencial de la energía oceánica ha sido calculado en alrededor de 90.000 TWh/año. Las ventajas más significativas son la amplia disponibilidad y la alta previsibilidad del recurso y una tecnología con muy bajo impacto visual y sin emisiones de CO₂. Se han desarrollado muchos conceptos y dispositivos diferentes, que incluyen la toma de energía de recursos como las mareas, las olas, las corrientes, y el gradiente térmico y salino. Muchos de éstos se encuentran en una fase avanzada de I+D; prototipos a gran escala han sido implementados en condiciones reales de mar y algunos han alcanzado la pre implementación en el mercado. Existen unas pocas plantas generadoras de energía de las olas y mareomotriz comerciales conectadas a la red y plenamente operativas.

tabla 5.9: hipótesis de costos de energía oceánica

	2007	2015	2020	2030	2040	2050
[R]evolución Energética						
Capacidad instalada global (GW)	0	9	29	73	168	303
Costos de inversión (US\$/kW)	7.216	3.892	2.806	2.158	1.802	1.605
Costos de operación y mantenimiento (US\$/kWa)	360	207	117	89	75	66
[R]evolución Energética Avanzada						
Capacidad instalada global (GW)	0	9	58	180	425	748
Costos de inversión (US\$/kW)	7.216	3.892	2.806	1.802	1.605	1.429
Costos de operación y mantenimiento (US\$/kWa)	360	207	117	89	75	66

El costo de la energía de las primeras granjas de energía de las olas y mareomotriz se ha estimado en el rango de 15 a 55 centavos US\$/kWh, y para las primeras granjas mareomotrices en el rango de 11a 22 centavos US\$/kWh. Para el 2020 se esperan costos de generación de 10 a 25 centavos US\$/kWh. Las áreas claves para el desarrollo incluirán diseño de concepto, optimización de la configuración del dispositivo, reducción de costos de capital mediante la exploración del uso de materiales estructurales alternativos, economías de escala y el aprendizaje a partir de la operación. De acuerdo con los últimos resultados de las investigaciones, el factor de aprendizaje se estima en 10 a15% para las olas de alta mar y 5 a 10% para las corrientes marinas. En el mediano plazo, la energía oceánica tiene el potencial para convertirse en una de las formas de generación más competitivas y rentables. En los próximos años se espera una penetración dinámica del mercado, siguiendo una curva similar a la de la energía eólica.

Debido a su temprana fase de desarrollo, cualquier estimación de costos futuros para los sistemas de energía oceánica es incierta. Los costos estimativos actuales se basan en el análisis del proyecto europeo NEEDS⁴⁶.

5.5.7 energía hidroeléctrica

La energía hidroeléctrica es una tecnología madura con una porción significativa de su recurso global ya explotada. Todavía hay, sin embargo, un cierto potencial, tanto para nuevos esquemas (especialmente proyectos de pequeña escala de agua fluyente con poco o ningún embalse) como para la repotenciación de los sitios existentes. Es probable que la importancia de la energía hidroeléctrica también se vea incentivada por la creciente necesidad de controlar las inundaciones y el mantenimiento del suministro de agua durante las épocas de sequía. El futuro yace en la energía hidroeléctrica sustentable, que hará un esfuerzo para integrar las centrales con los ecosistemas fluviales, mientras que reconcilia la ecología con la generación de energía económicamente atractiva.

tabla 5.10: hipótesis de costos hidroeléctrico

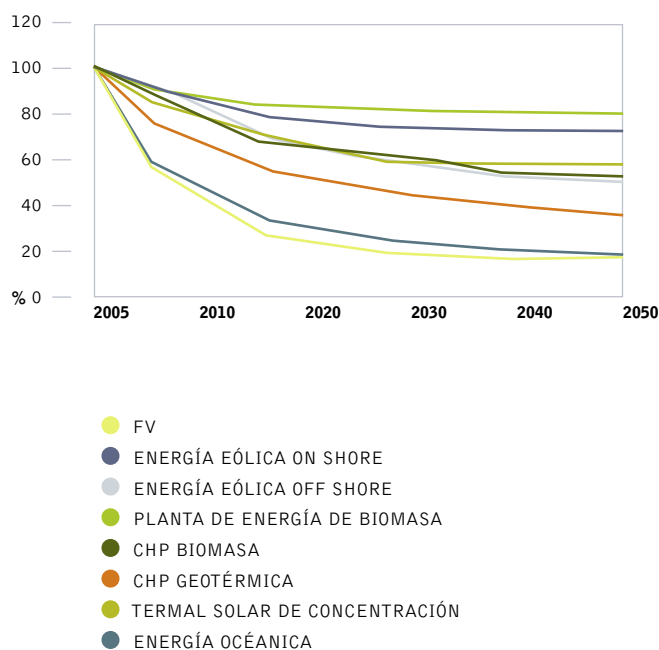
	2007	2015	2020	2030	2040	2050
[R]evolución Energética						
Capacidad instalada global (GW)	922	1.043	1.206	1.307	1.387	1.438
Costos de inversión (US\$/kW)	2.705	2.864	2.952	3.085	3.196	3.294
Costos de operación y mantenimiento (US\$/kWa)	110	115	123	128	133	137
[R]evolución Energética Avanzada						
Capacidad instalada global (GW)	922	1.111	1.212	1.316	1.406	1.451
Costos de inversión (US\$/kW)	2.705	2.864	2.952	3.085	3.196	3.294
Costos de operación y mantenimiento (US\$/kWa)	110	115	123	128	133	137

5.5.8 resumen del desarrollo de los costos de la energía renovable

La Figura 5.1 resume las tendencias de los costos para las tecnologías de energía renovable como se deriva de las respectivas curvas de aprendizaje. Cabe destacar que la reducción de costos esperada no es básicamente en función del tiempo sino de la capacidad acumulativa, por lo que es necesario un desarrollo de mercado dinámico. La mayoría de las tecnologías serán capaces de reducir sus costos de inversión específicos a entre un 30% y un 70% de los niveles actuales para el 2020, y entre un 20% y un 60% una vez que hayan alcanzado la plena madurez (después del 2040).

La reducción de los costos de inversión para las tecnologías de energía renovable conduce directamente a una reducción en los costos de generación de calor y electricidad, como se muestra en la Figura 5.3. Los costos de generación actuales son de alrededor de 8 a 26 centavos US\$/kWh para las tecnologías más importantes, con la excepción de la fotovoltaica. A largo plazo, se espera que los costos converjan en torno a los 5 a 12 centavos US\$/kWh. Estas estimaciones dependen de las condiciones específicas del sitio, tales como el régimen de vientos local o la irradiación solar; la disponibilidad de biomasa a precios razonables o el crédito otorgado en el caso de la generación combinada de calor y electricidad.

figura 5.1: costos futuros de inversión en energías renovables (NORMALIZADO A LOS NIVELES DE COSTOS ACTUALES) PARA LAS TECNOLOGÍAS DE ENERGÍAS RENOVABLES

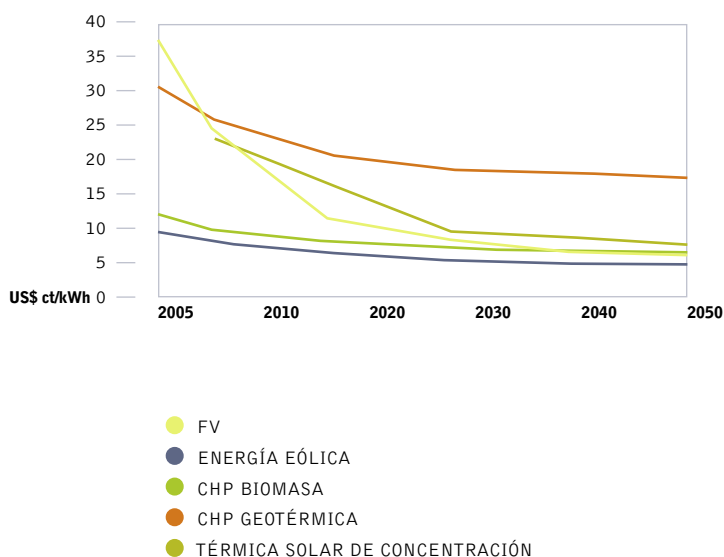


5.5.9 tasas de crecimiento supuestas en diferentes escenarios

En la literatura científica⁴⁷, los enfoques de modelización de escenarios cuantitativos están ampliamente separados en dos grupos: los modelos "de arriba hacia abajo" y los "de abajo hacia arriba". Aunque esta clasificación puede haber tenido sentido en el pasado, es menos adecuada en la actualidad, ya que la transición entre las dos categorías es continua y muchos modelos, mientras que están arraigados a una de las dos tradiciones, macro-económicas o de ingeniería energética, incorporan aspectos del otro enfoque y, por lo tanto, pertenecen a la clase de los modelos denominados híbridos⁴⁸. En la comunidad de modelización energética-económica, los enfoques macroeconómicos son tradicionalmente clasificados como modelos de arriba hacia abajo, y los modelos de ingeniería energética como de abajo hacia arriba. El escenario de la [r]evolución energética es un escenario "de abajo hacia arriba" (impulsado por la tecnología) y las tasas de crecimiento supuestas para la implementación de las tecnologías de energía renovable son factores importantes.

Alrededor del mundo, sin embargo, las herramientas de modelización de escenarios energéticos están en constante desarrollo y en el futuro es probable que ambos enfoques se fundan en uno, con herramientas detalladas empleando un alto nivel de detalle técnico y optimización económica. El escenario de la [r]evolución energética utiliza un "clásico" modelo de abajo hacia arriba que se ha desarrollado constantemente, y ahora incluye cálculos que abarcan tanto la vía de la inversión como el impacto sobre el empleo.

figura 5.2: desarrollo esperado de los costos de generación de electricidad EJEMPLO PARA PAISES OCDE DE AMERICA DEL NORTE



⁴⁷ HERZOG ET AL., 2005; BARKER ET AL., 2007.

⁴⁸ VAN VUUREN ET AL.; HOURCADE ET AL., 2006.



tabla 5.11: hipótesis de crecimiento de la tasa media anual global para las tecnologías renovables

	PARÁMETRO DE ENERGÍA					
	GENERACION (TWh/A)					
	REF	[R]E	[R]E AV	REF	[R]E	[R]E AV
2020	27.248	25.851	25.919			
2030	34.307	30.133	30.901			
2050	46.542	37.993	43.922			
Solar						
FV-2020	108	437	594	17%	37%	42%
FV-2030	281	1.481	1.953	11%	15%	14%
FV-2050	640	4.597	6.846	10%	13%	15%
CSP-2020	38	321	689	17%	49%	62%
CSP-2030	121	1.447	2.734	14%	18%	17%
CSP-2050	254	5.917	9.012	9%	17%	14%
Eólica						
On+Offshore-2020	1.009	2.168	2.849	12%	22%	26%
On+Offshore-2030	1.536	4.539	5.872	5%	9%	8%
On+Offshore-2050	2.516	8.474	10.841	6%	7%	7%
Geotérmica						
2020 (energía eléctrica)	117	235	367	6%	14%	20%
2030 (energía eléctrica)	168	502	1.275	4%	9%	15%
2050 (energía eléctrica)	265	1.009	2.968	5%	8%	10%
2020 (calor&electricidad)	6	65	66	13%	47%	47%
2030 (calor&electricidad)	9	192	251	5%	13%	16%
2050 (calor&electricidad)	19	719	1.263	9%	16%	20%
Bioenergía						
2020 (energía eléctrica)	337	373	392	8%	9%	10%
2030 (energía eléctrica)	552	456	481	6%	2%	2%
2050 (energía eléctrica)	994	717	580	7%	5%	2%
2020 (calor&electricidad)	186	739	742	2%	19%	19%
2030 (calor&electricidad)	287	1.402	1.424	5%	7%	8%
2050 (calor&electricidad)	483	3.013	2.991	6%	9%	9%
Oceánica						
2020	3	53	119	15%	55%	70%
2030	11	128	420	13%	10%	15%
2050	25	678	1.943	10%	20%	19%
Hidroeléctrica						
2020	4.027	4.029	4.059	2%	2%	2%
2030	4.679	4.370	4.416	2%	1%	1%
2050	5.963	5.056	5.108	3%	2%	2%

mapa 5.1: emisiones de CO₂ para los escenarios de referencia y [r]evolución energética avanzada
ESCENARIO MUNDIAL

escenarios para el futuro suministro de energía | EMISIONES DE CO₂



EMISIONES
CO₂

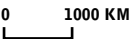
LEYENDA



25-0
% DE LAS EMISIONES DE 1990 EN EL ESCENARIO DE [R]EVOLUCIÓN ENERGÉTICA AVANZADA

REF ESCENARIO DE REFERENCIA

[R]E ESCENARIO DE [R]EVOLUCIÓN ENERGÉTICA AVANZADA



CO₂ EMISIONES TOTALES EN MILLONES DE TONELADAS (MILL T) | % DE LAS EMISIONES DE 1990

EMISIONES PER CÁPITA TONELADAS (T)

A ALTA | M MEDIA | B BAJA

OCDE AMERICA DEL NORTE

		REF		[R]E	
		mill t	%	mill t	%
CO ₂	2007	6.686A	165	6.686	165
	2050	6.822	169	215M	5
		t		t	
	2007	14,89A		14,89	
	2050	11,82A		0,37	

LATINOAMÉRICA

		REF		[R]E	
		mill t	%	mill t	%
CO ₂	2007	1.010	167M	1.010	167
	2050	2.006	332M	119B	20
		t		t	
	2007	2,18		2,18	
	2050	3,34		0,20L	

OCDE EUROPA

	REF	[R]E	
		mill t	%
CO ₂	2007	4.017M	100
	2050	3.798	94
		t	
		2007	7,44
		2050	6,61M

MEDIO ORIENTE

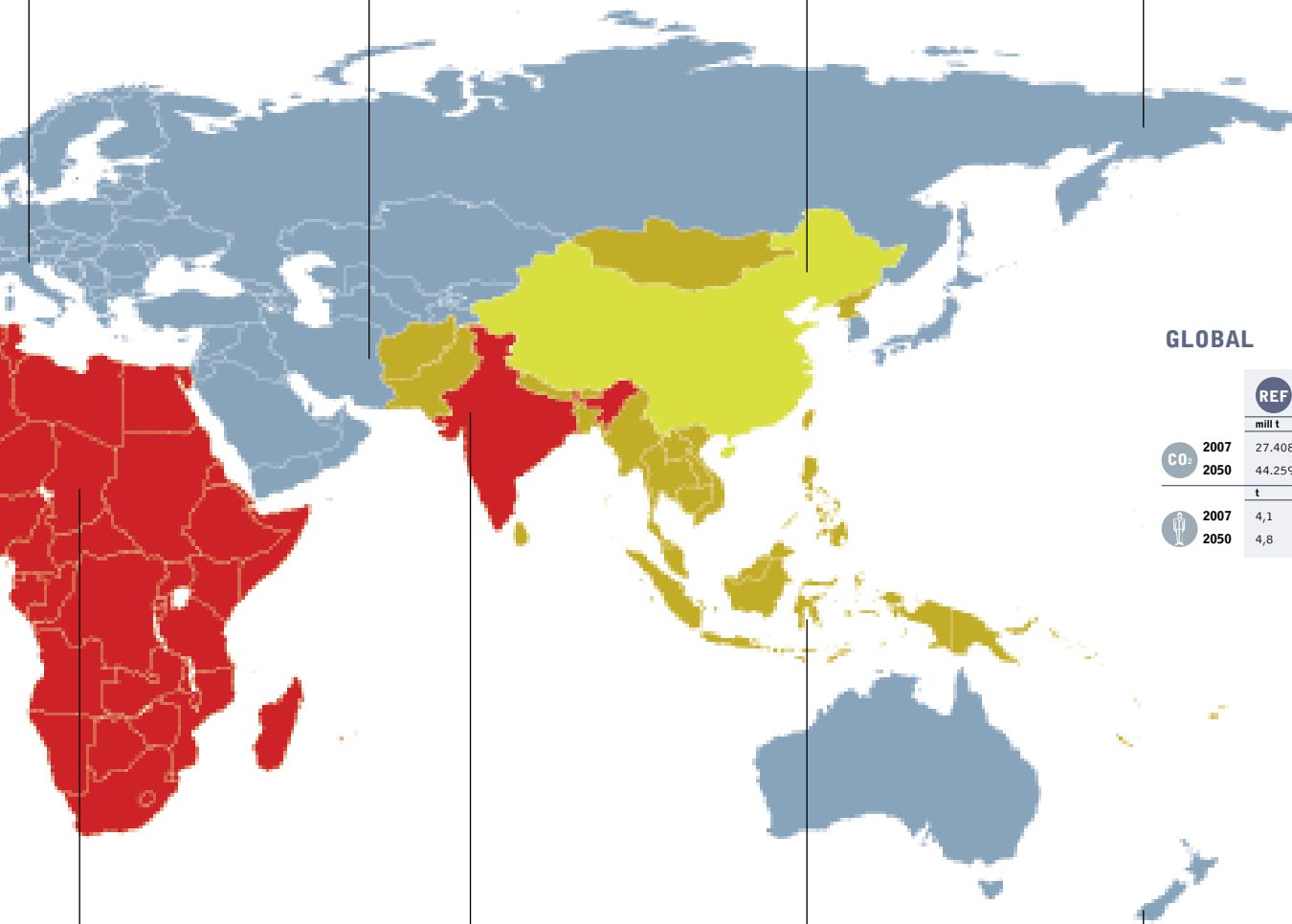
	REF	[R]E	
		mill t	%
CO ₂	2007	1.374	234
	2050	3.208	546
		t	
		2007	6,79M
		2050	9,08

CHINA

	REF	[R]E	
		mill t	%
CO ₂	2007	5.852	261
	2050	12.460A	555
		t	
		2007	4,38
		2050	8,74

ECONOMÍAS DE TRANSICIÓN

	REF	[R]E	
		mill t	%
CO ₂	2007	2.650	66
	2050	3.564	88
		t	
		2007	7,79
		2050	11,47



GLOBAL

	REF	[R]E	
		mill t	%
CO ₂	2007	27.408	131
	2050	44.259	211
		t	
		2007	4,1
		2050	4,8

ÁFRICA

	REF	[R]E	
		mill t	%
CO ₂	2007	881B	161
	2050	1.622B	297
		t	
		2007	0,91B
		2050	0,81B

INDIA

	REF	[R]E	
		mill t	%
CO ₂	2007	1.307	222
	2050	5.110	868
		t	
		2007	1,12
		2050	3,17

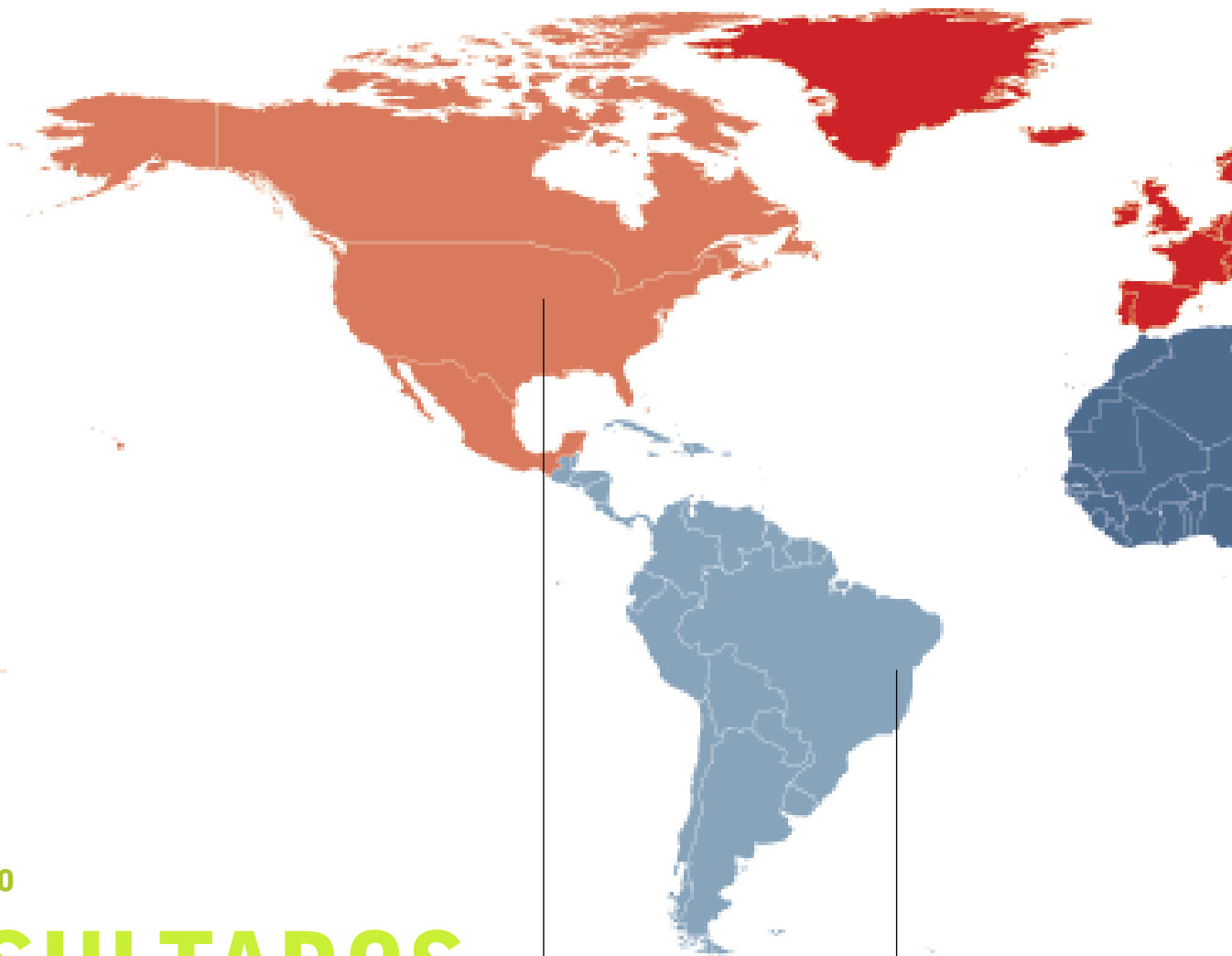
PAÍSES DESARROLLADOS DE ASIA

	REF	[R]E	
		mill t	%
CO ₂	2007	1.488	216
	2050	3.846M	557
		t	
		2007	1,47
		2050	2,54

OCDE PACÍFICO

	REF	[R]E	
		mill t	%
CO ₂	2007	2.144	136
	2050	1.822	116
		t	
		2007	10,70
		2050	10,14

mapa 5.2: resultados para los escenarios de referencia y [r]evolución energética avanzada
ESCENARIO MUNDIAL



ESCENARIO

RESULTADOS

LEYENDA

> -50 > -40 > -30

> -20 > -10 > 0

> +10 > +20 > +30

> +40 > +50

REF ESCENARIO DE REFERENCIA

[R]E ESCENARIO DE [R]EVOLUCIÓN ENERGÉTICA AVANZADA

% DE CAMBIO DE CONSUMO
ENERGÉTICO EN EL ESCENARIO
DE [R]EVOLUCIÓN ENERGÉTICA
AVANZADA AL 2050 COMPARADO
CON EL CONSUMO AL 2007

0 1000 KM

PORCENTAJE DE RENOVABLES %

PORCENTAJE DE COMBUSTIBLE FÓSILES %

PORCENTAJE DE NUCLEAR %

A ALTA | M MEDIA | B BAJA

EP PRODUCCIÓN/DEMANDA DE ENERGÍA PRIMARIA EN PETAJOULES [PJ]

EL PRODUCCIÓN/GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN TERAJOULES HORA [TWh]

OCDE AMERICA DEL NORTE

	REF		[R]E	
	EP PJ	EL TWh	EP PJ	EL TWh
2007	115.758A	5.221A	115.758A	5.221
2050	129.374	7.917	70.227	7.925
	%		%	
2007	7	15	7	15
2050	15	25	85	98
	%		%	
2007	85	67M	85	67M
2050	75	59M	9	2
	%		%	
2007	8	18	ABANDONO DE LA ENERGÍA NUCLEAR AL 2040	
2050	10	16		

LATINOAMÉRICA

	REF		[R]E	
	EP PJ	EL TWh	EP PJ	EL TWh
2007	22.513B	998	22.513B	998
2050	40.874	2.480	27.311	2.927
	%		%	
2007	29	70A	29	70A
2050	28	57A	88A	98
	%		%	
2007	70B	28B	70B	28B
2050	69	40B	12B	2
	%		%	
2007	1	2	ABANDONO DE LA ENERGÍA NUCLEAR AL 2030	
2050	3	2		

OCDE EUROPA

	REF		[R]E	
	EP PJ	EL TWh	EP PJ	EL TWh
2007	79.599	3.576	79.599	3.576
2050	82.634	5.351	46.754	4.233
	%		%	
2007	10	20	10	20
2050	21	42	85	97
	%		%	
2007	77	54	77	54
2050	71	46	16	2
	%		%	
2007	13	26A	ABANDONO DE LA ENERGÍA NUCLEAR AL 2030	
2050	8	12		



MEDIO ORIENTE

	REF		[R]E	
	EP PJ	EL TWh	EP PJ	EL TWh
2007	21.372	715	21.372	715
2050	51.281	2.404	27.475	2.786B
	%		%	
2007	1B	3	1B	3B
2050	2B	7	76	99A
	%		%	
2007	99A	97	99A	97A
2050	97A	92	23	1B
	%		%	
2007	0B	0	SIN DEARROLLO DE LA ENERGÍA NUCLEAR	
2050	0B	0		



CHINA

	REF		[R]E	
	EP PJ	EL TWh	EP PJ	EL TWh
2007	83.922	3.319	83.922	3.319
2050	183.886A	12.188A	107.104A	10.190A
	%		%	
2007	12M	15	12M	15
2050	10	18	77B	90
	%		%	
2007	87	83	87	83
2050	85	75	23A	10A
	%		%	
2007	1	2	ABANDONO DE LA ENERGÍA NUCLEAR AL 2045	
2050	5	7		



ECONOMÍAS DE TRANSICIÓN

	REF		[R]E	
	EP PJ	EL TWh	EP PJ	EL TWh
2007	48.111M	1.685	48.111M	1.685
2050	64.449	3.110	34.710	2.438
	%		%	
2007	4	17M	4	17M
2050	7	22M	76	93
	%		%	
2007	89	65	89	65
2050	85	63	24	7
	%		%	
2007	7M	17	ABANDONO DE LA ENERGÍA NUCLEAR AL 2045	
2050	8	15		



GLOBAL

	REF		[R]E	
	EP PJ	EL TWh	EP PJ	EL TWh
2007	490.229	19.773	490.229	19.773
2050	783.458	46.542	480.861	43.922
	%		%	
2007	13	18	13	18
2050	15	24	80	95
	%		%	
2007	81	68	81	68
2050	79	67	20	5
	%		%	
2007	6	14	ABANDONO DE LA ENERGÍA NUCLEAR AL 2045	
2050	6	10		



ÁFRICA

	REF		[R]E	
	EP PJ	EL TWh	EP PJ	EL TWh
2007	26.355	615B	26.355	615B
2050	43.173	1.826B	35.805	2.490B
	%		%	
2007	48A	16	48A	16
2050	45A	36	79M	94
	%		%	
2007	51	82	51	82
2050	54B	62	20M	6
	%		%	
2007	0B	2	ABANDONO DE LA ENERGÍA NUCLEAR AL 2025	
2050	0B	2		



INDIA

	REF		[R]E	
	EP PJ	EL TWh	EP PJ	EL TWh
2007	25.159	814	25.159	814
2050	77.7610M	4.918	52.120	5.062
	%		%	
2007	29	17	29	17
2050	13	12	78	93B
	%		%	
2007	70	81	70	81
2050	84	85	22	7
	%		%	
2007	1	2	ABANDONO DE LA ENERGÍA NUCLEAR AL 2045	
2050	3	3		



PAÍSES DESARROLLADOS DE ASIA

	REF		[R]E	
	EP PJ	EL TWh	EP PJ	EL TWh
2007	31.903	978	31.903	978
2050	69.233	3.721	40.639	3.548
	%		%	
2007	27	16	27	16
2050	19	21	73B	94
	%		%	
2007	72	79	72	79
2050	79	77	27	6
	%		%	
2007	1	5M	ABANDONO DE LA ENERGÍA NUCLEAR AL 2045	
2050	2	2		



OCDE PACÍFICO

	REF		[R]E	
	EP PJ	EL TWh	EP PJ	EL TWh
2007	37.588	1.851M	37.588	1.851M
2050	40.793	2.626	21.299B	2.322
	%		%	
2007	4	8	4	8
2050	10	16	84	98M
	%		%	
2007	84	70	84	70
2050	66	51	16	2M
	%		%	
2007	12A	22	ABANDONO DE LA ENERGÍA NUCLEAR AL 2045	
2050	24A	33A		



resultados claves del escenario [r]evolución energética para argentina

ARGENTINA

DEMANDA ENERGÉTICA POR SECTOR
SUMINISTRO DE CALOR Y
REFRIGERACIÓN
GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

COSTOS FUTUROS DE LA
GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD
TRANSPORTE

DESARROLLO DE LAS EMISIONES
DE CO₂
CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA
FUTURAS INVERSIONES



“sus efectos están dando lugar a un aterrador nuevo fenómeno global: el hombre de los desastres naturales.”

BARACK OBAMA
PRESIDENTE DE LOS ESTADOS UNIDOS

imagen PANEL SOLAR © BERND JUERGENSDREAMSTIME

imagen RÍO TURBIO, PATAGONIA, ARGENTINA.
imagen REFINERÍA, BAHÍA BLANCA, ARGENTINA.



6.1 demanda energética por sector

La combinación de las proyecciones sobre el desarrollo demográfico, el crecimiento del PBI y la intensidad energética resulta en futuras vías de desarrollo para la demanda energética de la Argentina. Estas se muestran en la Figura 6.1 para el escenario de Referencia y para el de [r]evolución energética. Bajo el escenario de Referencia, la demanda energética primaria total casi se duplica de los actuales 3073 PJ/a a 5.783 PJ/a en 2050. En el escenario de [r]evolución energética se espera un incremento menor, del 20% del consumo actual para el 2050, alcanzando los 3.683 PJ/a y sólo un 14% de incremento, a 3.518 PJ/a, en la versión avanzada.

En el escenario de [r]evolución energética se espera que la demanda de electricidad aumente, siendo los hogares y servicios la principal fuente de crecimiento del consumo. Esto se debe a un mayor acceso a los servicios de energía (véase la figura 6.2). Sin embargo, con la explotación de medidas de eficiencia, se puede evitar un incremento aún mayor, dando lugar a una demanda de alrededor de 273 TWh/a en 2050. En comparación con el escenario de Referencia, las medidas de eficiencia evitan la generación de unos 107 TWh/a. Esta reducción puede ser alcanzada, en particular, mediante la introducción de dispositivos electrónicos altamente eficientes. El empleo de arquitectura solar en edificios, tanto residenciales como comerciales, ayudará a contener la creciente demanda de aire acondicionado.

El escenario de [r]evolución energética avanzada introduce los vehículos eléctricos antes, y más viajes —tanto para carga como para pasajeros— son desplazados a los trenes eléctricos y el transporte público. Los combustibles fósiles para la generación de calor para procesos industriales también son eliminados más rápidamente y reemplazados por bombas eléctricas de calor geotérmico e hidrógeno. Esto significa que la demanda de electricidad en la versión avanzada es mayor que en el escenario de [r]evolución energética y alcanza los 306 TWh/a en el 2050, sólo un 3% por debajo del caso de Referencia.

Las ganancias en eficiencia en el sector del suministro de calor son aún mayores. En ambos escenarios de [r]evolución energética, la demanda final para el suministro de calor puede ser estabilizada (véase la Figura 6.1). En comparación con el escenario de Referencia, se evita lo que equivale a una consumición de hasta 347 PJ/a mediante ganancias en eficiencia para el 2050. Dentro del escenario de [r]evolución energética se asume que la demanda de energía en el sector del transporte aumentará a 758 PJ/a para el 2050 es decir, sólo un cuarto, ahorrando un 45% en comparación con el escenario de Referencia.

El escenario de [r]evolución energética avanzada va un paso más allá y se basa en una disminución de la demanda de energía para el transporte luego de un pico en 2030. Esto se logra mediante una combinación de mayor transporte público, la reducción anual de kilómetros/persona y un uso más difundido de motores más eficientes y vehículos eléctricos altamente eficientes. Mientras que la demanda de electricidad aumenta fuertemente, el uso final total de energía muestra un crecimiento mucho más lento a 2.538 PJ/a, un 43% menos que en el caso de Referencia.

figura 6.1: proyección de la demanda energética final total por sector para los tres escenarios

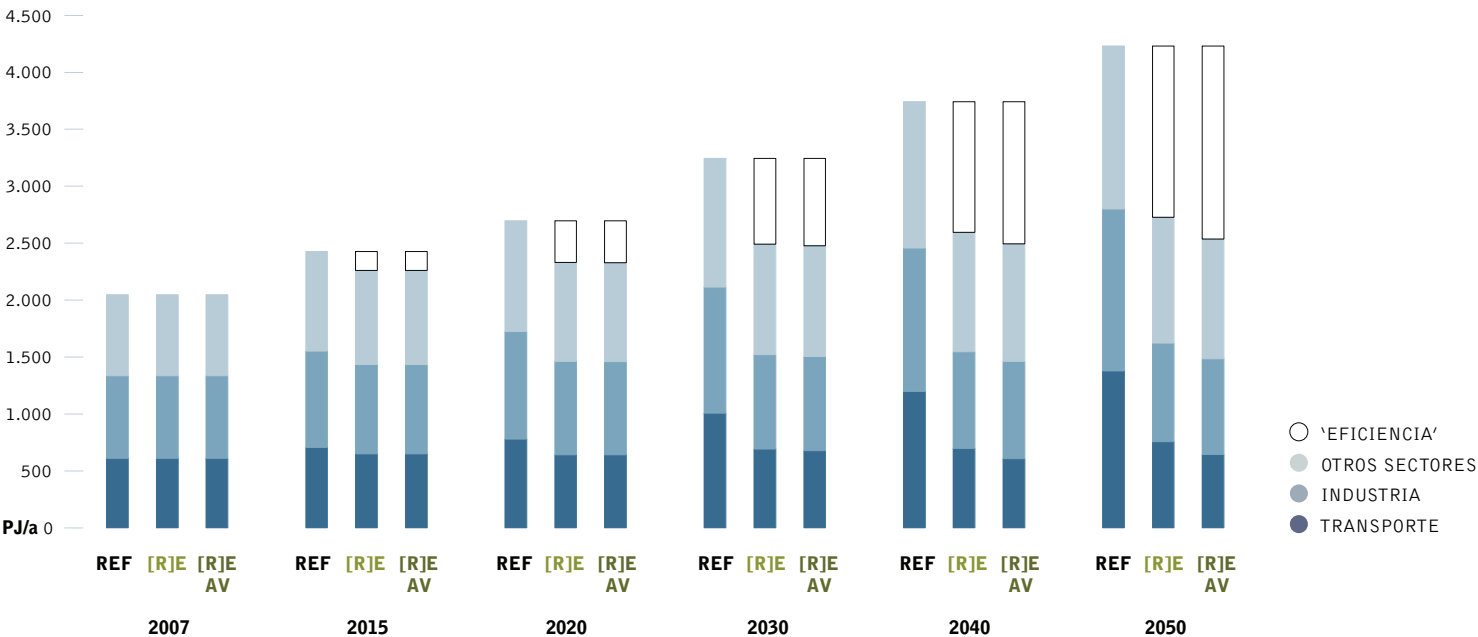
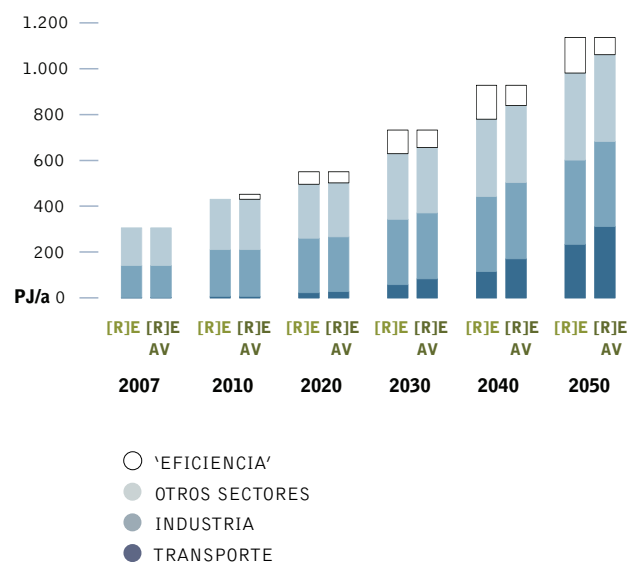


figura 6.2: desarrollo de la demanda de electricidad por sector para los escenarios de [r]evolución energética



6.2 suministro de calor y refrigeración

Hoy en día las energías renovables proporcionan alrededor del 6% de la demanda energética primaria para el suministro de calefacción en la Argentina, el principal aporte del uso de biomasa. La disponibilidad de aparatos menos eficientes, pero más económicos, es una barrera estructural grave para las ganancias en eficiencia. La utilización a gran escala de la energía geotérmica y solar térmica para el suministro de calor se limitará en gran medida al sector de la industria. En el escenario de [r]evolución energética, las renovables proveen el 74% de la demanda total para la generación de calor en Argentina para el 2050.

- Las medidas de eficiencia energética pueden restringir la demanda futura de energía primaria para el suministro de calor y refrigeración a un aumento del 21%, a pesar de la mejora en las condiciones de vida.
- En el sector de la industria, los colectores solares, la biomasa, el biogás así como también la energía geotérmica, están reemplazando cada vez más a los sistemas de calefacción convencionales basados en combustibles fósiles.
- Un cambio de carbón y petróleo a gas natural en las aplicaciones convencionales restantes conducen a una reducción adicional de emisiones de CO₂.

En el escenario de [r]evolución energética avanzada se ahorran 347 PJ/a para el 2050, o el 21% en comparación con el escenario de Referencia. La versión avanzada introduce los sistemas de calefacción renovables alrededor de 5 años antes que el escenario básico. Los colectores solares y los sistemas de calefacción geotérmicos alcanzan economías de escala a través de ambiciosos programas de apoyo entre cinco y diez años antes, resultando en una cuota de energías renovables del 44% en 2030 y 90% en 2050.

figura 6.3: desarrollo de la demanda de electricidad por sector para los escenarios de [r]evolución energética

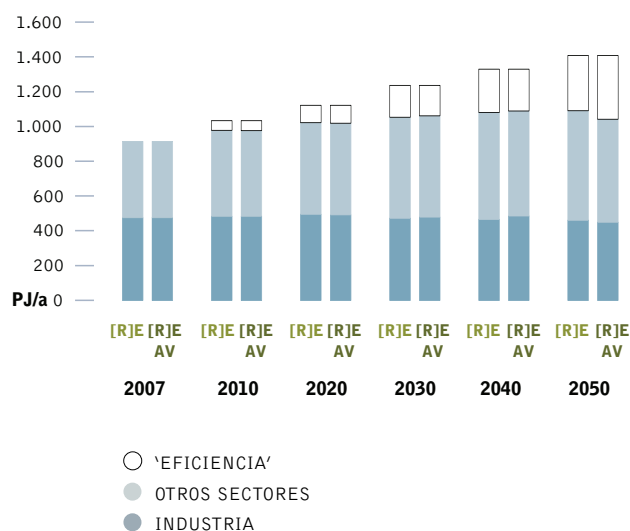


figura 6.4: desarrollo de la demanda de calor por sector para los tres escenarios

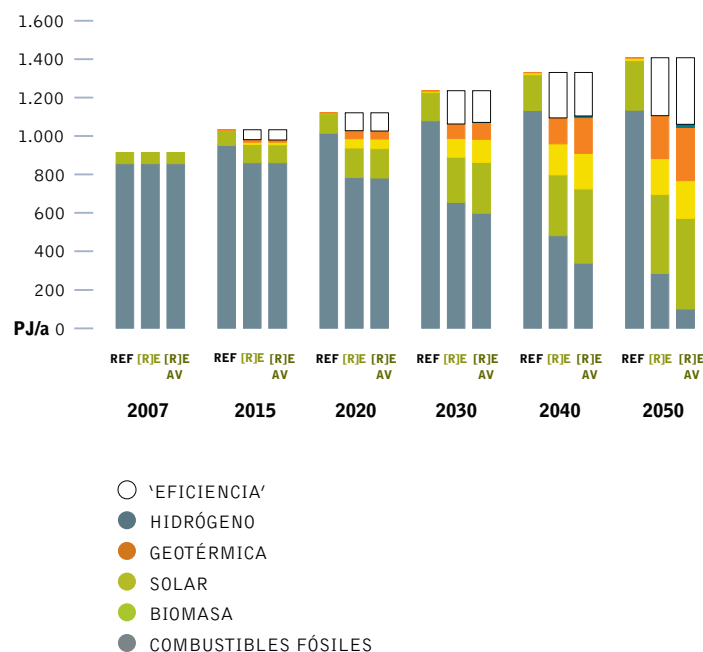


imagen RETROCESO DE GLACIARES, PATAGONIA, ARGENTINA.

imagen POLUCIÓN URBANA, BUENOS AIRES.



6.3 generación de electricidad

El desarrollo del sector del suministro eléctrico se caracteriza por una proporción creciente de electricidad renovable. En el escenario de [r]evolución energética, más del 78% de la electricidad producida en Argentina provendrá de fuentes de energía renovable para el 2050. “Nuevas” energías renovables –principalmente la eólica, la solar térmica y la fotovoltaica– aportarán más del 46% de la generación de electricidad. La capacidad instalada de tecnologías de energía renovable crecerá de los actuales 10 GW a 66 GW en 2050, incrementando la capacidad renovable por seis en los próximos 40 años.

La Figura 6.5 muestra la evolución comparativa de las diferentes tecnologías de renovables a través del tiempo. Hasta el 2020, las energías hidroeléctrica y eólica seguirán siendo las principales contribuyentes a la creciente cuota de mercado. Después del 2020, el continuo crecimiento de la eólica se complementará con electricidad generada a partir de la biomasa y de la energía fotovoltaica y la solar térmica (CSP).

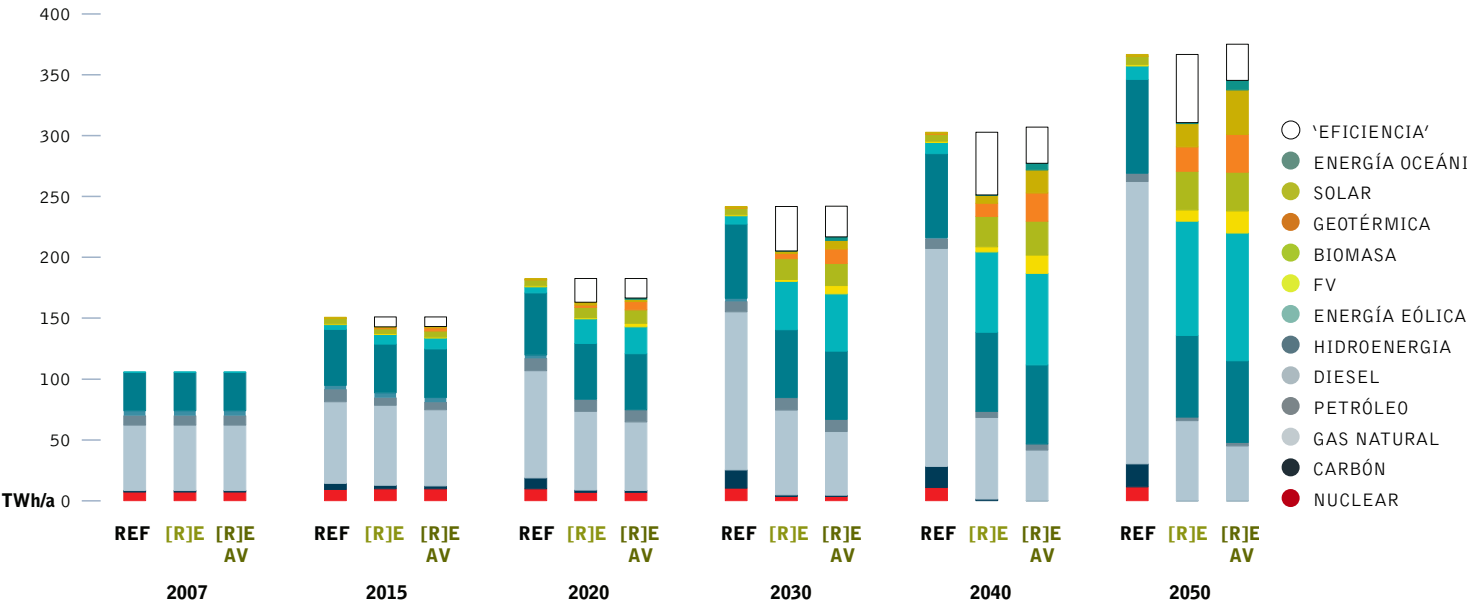
El escenario de [r]evolución energética avanzada proyecta una vía de desarrollo de mercado más rápida, con tasas de crecimiento anuales más elevadas, alcanzando una cuota de electricidad renovable del 68% en 2030 y 86% para el 2050. La capacidad instalada de las renovables alcanzará los 44 GW en 2030 y 80 GW para el 2050, 29% más que en la versión básica.

tabla 6.1: proyección de la capacidad de generación de electricidad renovable en ambos escenarios de [r]evolución energética EN GW

		2007	2020	2030	2040	2050
Hidroenergía	[R]E	10	14	17	19	19
	[R]E AV	10	14	17	19	19
Biomasa	[R]E	0	2	3	5	6
	[R]E AV	0	2	4	6	7
Eólica	[R]E	0	8	13	21	27
	[R]E AV	0	9	16	23	30
Geotérmica	[R]E	0	0	1	2	4
	[R]E AV	0	1	2	4	5
FV	[R]E	0	1	1	3	6
	[R]E AV	0	2	5	11	13
Solar térmica	[R]E	0	1	1	1	3
	[R]E AV	0	1	1	3	6
Energía oceánica	[R]E	0	0	0	0	0
	[R]E AV	0	0	1	2	3
Total	[R]E	10	25	36	51	66
	[R]E AV	10	29	46	68	82

figura 6.5: desarrollo de la estructura de generación de electricidad en los tres escenarios

(REFERENCIA, [R]EVOLUCIÓN ENERGÉTICA Y [R]EVOLUCIÓN ENERGÉTICA AVANZADA) ['EFICIENCIA' = REDUCCIÓN COMPARADA CON EL ESCENARIO DE REFERENCIA]



6.4 costos futuros de la generación de electricidad

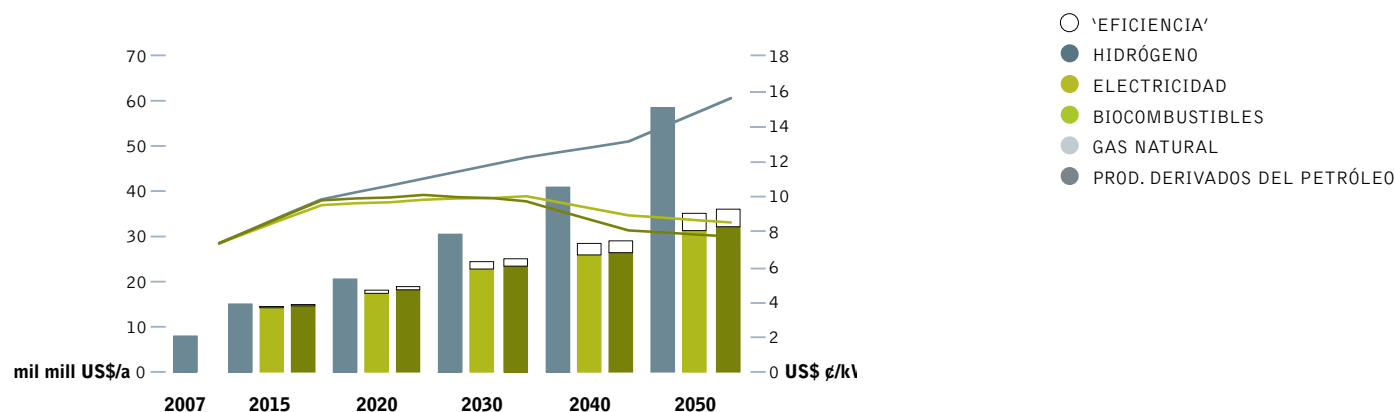
La Figura 6.6 muestra que la introducción de las tecnologías de energía renovable en el escenario de [r]evolución energética disminuye significativamente los costos futuros de la generación de electricidad en comparación con el escenario de Referencia. Debido a la menor intensidad de CO₂ de la generación de electricidad, los costos se volverán económicamente favorables de acuerdo con el escenario de [r]evolución energética y para el 2050 estarán más de 7 centavos/kWh por debajo de aquellos en el escenario de Referencia.

Por otro lado, en el escenario de Referencia, el crecimiento desenfrenado de la demanda, un incremento en los precios de los combustibles fósiles y el costo de las emisiones de CO₂ resultan en un aumento de los costos totales del suministro energético de los actuales US\$8 mil millones anuales a más de US\$59 mil millones en 2050. La figura 6.6 muestra que el escenario de [r]evolución energética no sólo cumple con los objetivos de reducción de CO₂ de la Argentina, sino que también ayuda a estabilizar los costos de energía y a aliviar la presión económica sobre la sociedad. El aumento en la eficiencia energética y el cambio del suministro de energía hacia las renovables conducen, en el largo plazo, a costos de suministro eléctrico que son un tercio menores que en el escenario de Referencia.

El escenario de [r]evolución energética avanzada conducirá a una mayor proporción de fuentes de generación de energía variables (PV, eólica y oceánica), que representarán el 26% para 2030. La expansión en el uso de redes inteligentes, la gestión de la demanda y la capacidad de almacenamiento a través de una mayor proporción de vehículos eléctricos serán, por lo tanto, introducidas para asegurar una mejor integración a la red y una mejor gestión de la generación de energía.

En ambos escenarios de [r]evolución energética los costos específicos de generación son casi los mismos hasta el 2030. Después de eso, la creciente sustitución del gas por energías renovables conducirá a costos totales de suministro aún más bajos en la versión avanzada. El costo total del suministro eléctrico será US\$1.000 millones más alto en el 2050 que en el escenario básico de [r]evolución energética debido a la creciente demanda de electricidad, especialmente en el sector de transporte e industria.

figura 6.6: desarrollo de los costos totales del suministro eléctrico y desarrollo de los costos específicos de generación de electricidad en los tres escenarios

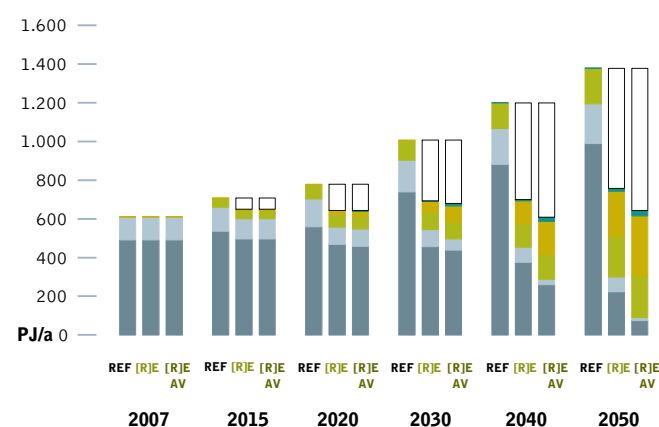


6.5 transporte

A pesar de un enorme crecimiento en los servicios de transporte, el incremento en el consumo de energía en el sector del transporte para el 2050 se puede limitar a un 55% dentro del escenario de [r]evolución energética y a un 47% en el caso avanzado en comparación con el caso de Referencia. La dependencia de los combustibles fósiles para el 90% de este suministro es transformada utilizando un 27% de biocombustibles y un 31% de electricidad en la versión básica. El escenario de [r]evolución energética avanzada aumenta la cuota de la electricidad en el sector del transporte hasta un 48%, mientras que el uso de biomasa ha sido reducido y desplazado en parte hacia el sector energético y los procesos de calor industriales.

Ambos escenarios de [r]evolución energética asumen medidas para cambiar el modelo actual de las ventas de automóviles, en el futuro, un tercio será ocupado por vehículos de tamaño mediano y más de la mitad por vehículos pequeños. El progreso técnico aumenta la proporción de vehículos híbridos hasta el 54% (50% en la versión avanzada con un 20% adicional de vehículos eléctricos) para el 2050. Los incentivos para utilizar modalidades de transporte más eficientes reducen los kilómetros recorridos por vehículo a un promedio de 11.000 km por año.

figura 6.7: el transporte en los tres escenarios



- [r]EVOLUCIÓN ENERGÉTICA- MEDIDAS DE "EFICIENCIA"
- ESCENARIO DE REFERENCIA
- ESCENARIO DE LA [r]EVOLUCIÓN ENERGÉTICA
- ESCENARIO DE [r]EVOLUCIÓN ENERGÉTICA AVANZADA

imagen UN CARTEL ANUNCIANDO LA PROHIBICIÓN DE LÁMPARAS INCANDESCENTES EN 2010.

imagen PANELES SOLARES EN EL TECHO DE LA OFICINA DE GREENPEACE ARGENTINA.



6.6 desarrollo de las emisiones de CO₂

Mientras que las emisiones de CO₂ de la Argentina casi se duplicarán en el escenario de Referencia, de acuerdo con el escenario de [r]evolución energética decrecerán de 155 millones de toneladas en 2007 a 66 millones de toneladas en 2050. Las emisiones anuales per cápita caerán de 3,9 t a 1,3 t.

La [r]evolución energética avanzada desplaza el pico de emisiones de CO₂ relacionadas con la energía a aproximadamente 5 años antes que en la versión básica, conduciendo a 2,3 t per cápita para 2030 y 0,6 t para 2050. Para el 2050, las emisiones de CO₂ de la Argentina se encuentran un 68% por debajo de los niveles de 1990.

A pesar de la eliminación progresiva de la energía nuclear y de la creciente demanda, las emisiones de CO₂ decrecerán en el sector eléctrico en el escenario de [r]evolución energética. En el largo plazo, las ganancias en eficiencia y el uso incrementado de electricidad renovable en los vehículos reducirán incluso las emisiones de CO₂ en el sector del transporte, transfiriendo sus emisiones parcialmente al sector energético. Con una cuota del 19% del CO₂ total en 2050, el sector energético se convertirá en la mayor fuente de emisiones.

6.7 consumo de energía primaria

Teniendo en cuenta las hipótesis mencionadas anteriormente, el consumo resultante de energía primaria de acuerdo con el escenario de [r]evolución energética se muestra en la Figura 25. En comparación con el escenario de Referencia, la demanda total de energía en el escenario de [r]evolución energética se reducirá en alrededor del 36% y será del 39% en la versión avanzada; para el 2050. La demanda energética primaria de la Argentina aumentará de 3073 PJ/a a 3683 PJ/a (3518 PJ/a en la versión avanzada). Dentro el escenario de [r]evolución energética una cuota de alrededor del 79% de la demanda energética restante será cubierta por fuentes renovables.

figura 6.8: desarrollo de las emisiones de CO₂ por sector en los dos escenarios de [r]evolución energética

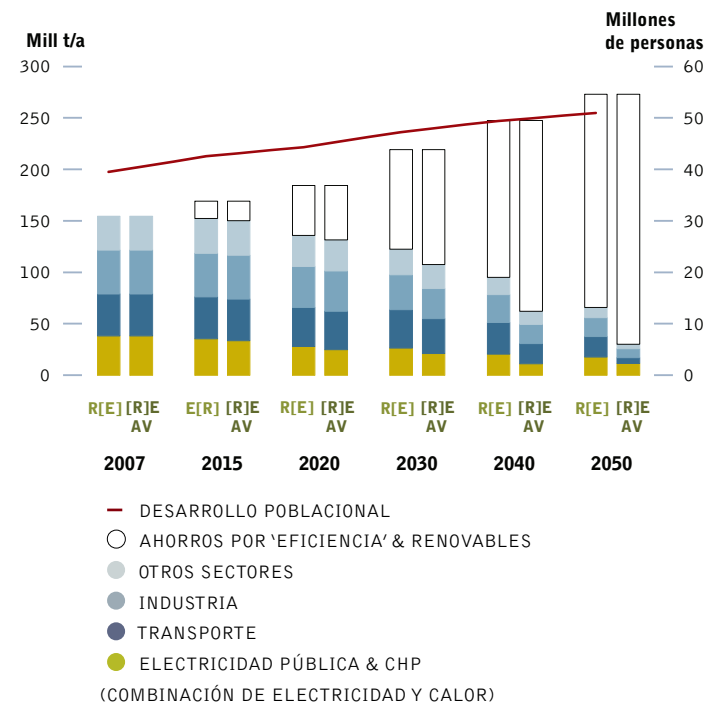
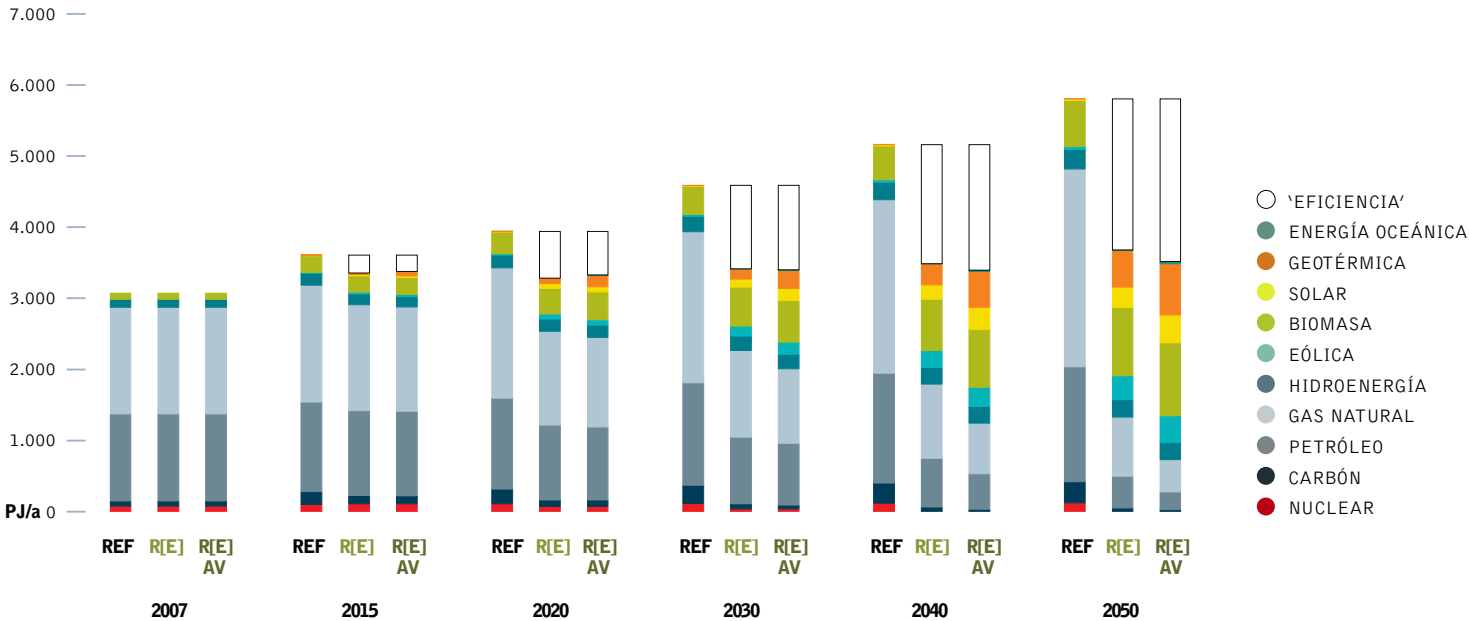


figura 6.9: desarrollo del consumo de energía primaria en los tres escenarios



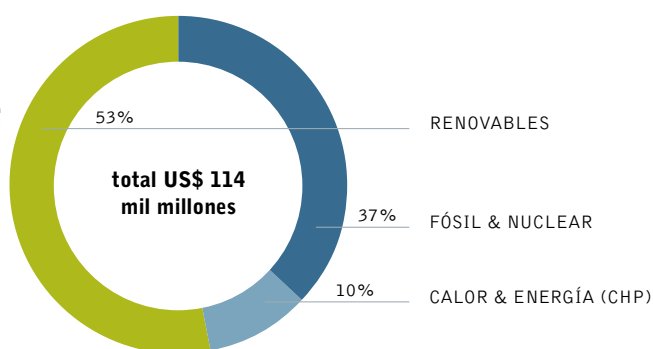
6.8 futuras inversiones

inversión en nuevas centrales de energía El nivel total de inversión requerido en nuevas centrales eléctricas y centrales de CHP en Argentina hasta 2050 oscila entre US\$114 mil millones y US\$247 mil millones a través de los escenarios (basado en el tipo de cambio en dólares al 2005). Las principales fuerzas impulsoras para la inversión en nueva capacidad de generación son la creciente demanda y el envejecido parque de las centrales energéticas. Los servicios públicos deben elegir por qué tipo de tecnologías optar dentro de los próximos cinco a diez años basados en las políticas energéticas nacionales, en particular, la liberalización del mercado, las energías renovables y los objetivos de reducción de CO₂. Se necesitarían US\$187 mil millones de inversión para que el escenario de la [r]evolución energética se haga realidad: aproximadamente US\$72,5 mil millones más que en el

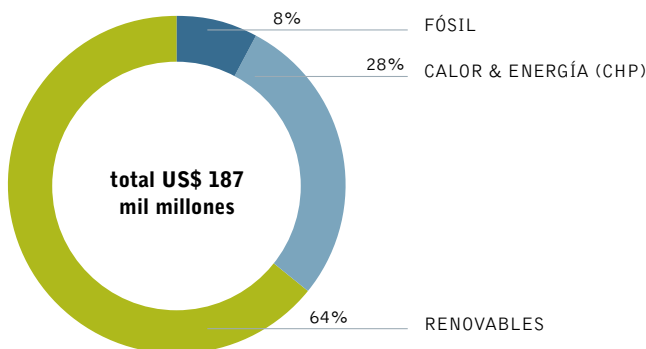
escenario de Referencia (US\$114 mil millones). Esta diferencia relativamente grande es compensada enteramente a través de los ahorros en los costos de combustible. El escenario avanzado de la [r]evolución energética necesitaría US\$247 mil millones, un 32% más con respecto a la versión básica. Mientras que más del 40% de la inversión bajo en el escenario de Referencia se destinará a combustibles fósiles y centrales nucleares, es decir unos US\$47,5 mil millones; en el escenario de la [r]evolución energética, sin embargo, Argentina desplaza casi el 90% de la inversión hacia las energías renovables y cogeneración, mientras que en la versión avanzada hace este cambio aproximadamente de cinco a diez años antes. Para entonces, la proporción de combustibles fósiles de la inversión del sector energético se concentrará principalmente en centrales de ciclo combinado de calor y electricidad y centrales de gas eficientes.

figura 6.10: cuota del mercado de las inversiones – escenario de referencia vs escenarios de [r]evolución energética

escenario de referencia 2011 - 2050



escenario de [r]evolución energética 2011 - 2050



escenario de [r]evolución energética avanzada 2011 - 2050

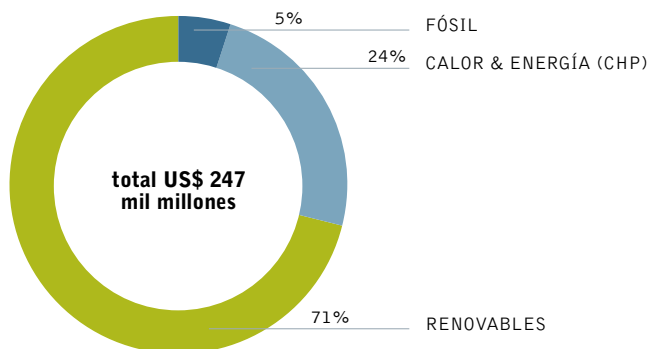


figura 6.11: cambios en inversiones acumuladas en centrales eléctricas para ambos escenarios de [r]evolución energética

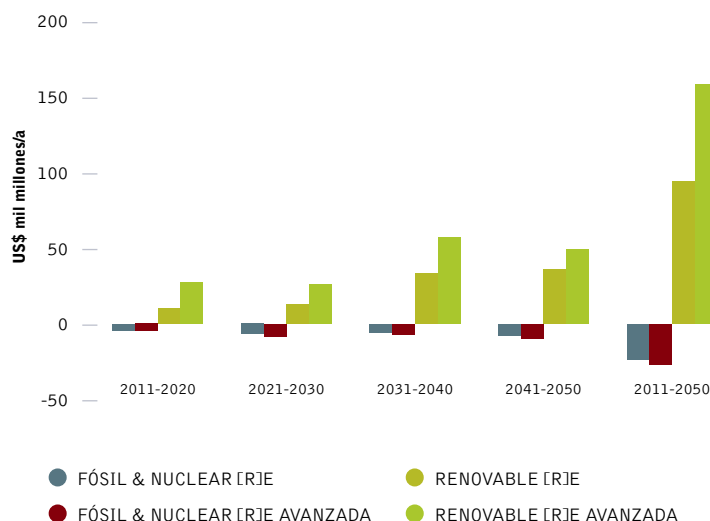


imagen CENTRAL TÉRMICA EN BAHIA BLANCA, BUENOS AIRES, ARGENTINA.

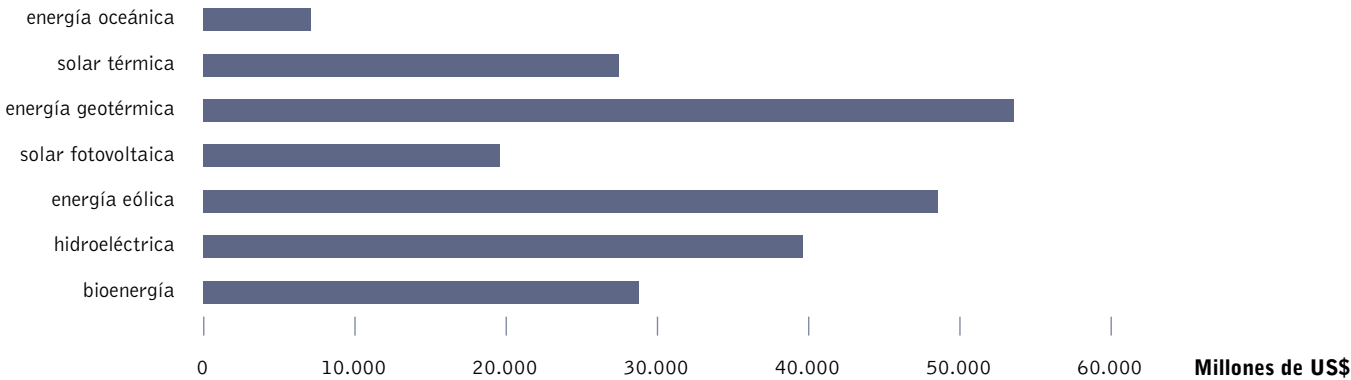
imagen PERSONA SOSTIENE UNA VIEJA FOTO PANORÁMICA DE GLACIAR UPSALA PARA MOSTRAR UNA COMPARACION CON EL GLACIAR DE HOY.



inversión en generación eléctrica basada en combustibles fósiles

En el escenario de Referencia, la inversión en generación de electricidad renovable hasta el año 2050 será de US\$ 67 mil millones. Esto se compara con los US\$ 163 mil millones del escenario básico de [r] evolución energética (US\$ 225 mil millones para el escenario avanzado). Cómo la inversión se divide entre las distintas tecnologías renovables de generación depende del nivel de desarrollo técnico y de los recursos regionales disponibles. Tecnologías como la energía eólica, que en muchas regiones ya tiene costos competitivos con respecto a las centrales eléctricas existentes, tendrá un volumen de inversión más grandes y una mayor cuota de mercado. El volumen del mercado como consecuencia de las diferentes tecnologías también depende de los recursos locales y el marco político en la Argentina. La Figura 6.12 ofrece un panorama de la inversión requerida para cada tecnología. Los sistemas de energía geotermal requerirán las mayores cuotas de inversión, seguidos por la inversión en energía eólica, hidroeléctrica y la bioenergía para el escenario de [r]evolución energética avanzada.

figura 6.12: costos de inversión en energía renovable para el escenarios de [r]evolución energética



ahorro en los costos de los combustibles con energía renovable

El ahorro total en los costos de los combustibles en el escenario de [r]evolución energética alcanza un total de US\$340 mil millones lo que equivale a US\$ 8,5 mil millones por año. La [r]evolución energética avanzada tiene ahorros en los costos de los combustible aún mayores: US\$ 406 mil millones lo que equivale a US\$ 10 mil millones por año. Esto se debe a que las energías renovables (a excepción de la biomasa) no tienen costos de combustible. Por lo tanto, en ambos casos, la inversión adicional para las centrales de energía renovable se refinancia en su totalidad a través de los ahorros en los costos de los combustibles. Esto es suficiente para compensar toda la inversión en capacidad de energía renovable y cogeneración (con exclusión de fósiles) de US\$ 163 a US\$ 225 mil millones necesarios para implementar cada uno de los escenarios de la [r]evolución energética.

tabla 6.2: ahorro en los costos de los combustibles y en los costos de inversión en los tres escenarios

COSTOS DE INVERSIÓN		DÓLARES	2011-2020	2021-2030	2011-2050	2011-2050 PROMEDIO POR AÑO
ARGENTINA (2010) DIFERENCIA ENTRE [R]E Y REF						
Convencional (fósil & nuclear)	mil millones US\$	-4	-6	-24	-0,6	
Renovables (incl. CHP)	mil millones US\$	11	14	96	2,4	
Total	mil millones US\$	7	8	72	1,8	
ARGENTINA (2010) DIFERENCIA ENTRE [R]E AV Y REF						
Convencional (fósil & nuclear)	mil millones US\$	-5	-8	-26	-0,7	
Renovables (incl. CHP)	mil millones US\$	27	27	159	4,0	
Total	mil millones US\$	22	19	132	3,3	
AHORRO AMCUMULADO EN EL COSTO DE LOS COMBUSTIBLES						
AHORRO ACUMULADO EN US\$ EN [R]E						
Fuel oil	mil millones US\$/a	3	-1	12	0	
Gas	mil millones US\$/a	5	37	305	8	
Carbón	mil millones US\$/a	1	5	24	1	
Lignito	mil millones US\$/a	0	0	0	0	
Total	mil millones US\$/a	9	41	340	8,5	
AHORRO ACUMULADO EN US\$ EN [R]E AV						
Fuel oil	mil millones US\$/a	3	-1	12	0,3	
Gas	mil millones US\$/a	8	37	358	8,9	
Carbón	mil millones US\$/a	2	5	25	0,6	
Lignito	mil millones US\$/a	0	0	0	0,0	
Total	mil millones US\$/a	12	52	406	10,1	

la revolución silenciosa – desarrollos anteriores y actuales del mercado

GLOBAL & ARGENTINA

MERCADOS DE CENTRALES
ENERGÉTICAS
ANÁLISIS DEL PAÍS: ARGENTINA

EL MERCADO MUNDIAL DE LAS
ENERGÍAS RENOVABLES

EL EMPLEO EN LA ENERGÍA
RENOVABLE MUNDIAL



“el futuro brillante de
la energía renovable
ya está en marcha.”

El futuro brillante de la energía renovable ya está en marcha. Este análisis del mercado mundial de las centrales de energía muestra que desde fines de la década del 90, las instalaciones eólicas y solares crecieron más rápido que cualquier otra tecnología de centrales en todo el mundo –alrededor de 430.000 MW de capacidad total instalada entre 2000 y 2010-. Sin embargo, es demasiado pronto para asegurar el fin de la generación de energía basada en combustibles fósiles, ya que, al mismo tiempo, hay más de 475.000 MW provenientes de nuevas centrales de carbón, con emisiones acumulativas incorporadas de más de 55 mil millones de toneladas de CO2 a lo largo de su vida útil.

El volumen del mercado global de energías renovables en 2010 fue, en promedio, tanto como el volumen total del mercado mundial de energía cada año entre 1970 y 2000. La ventana de oportunidad para las energías renovables, tanto para dominar las nuevas instalaciones mediante el reemplazo las centrales antiguas en países OECD, como para continuar con la progresiva electrificación en países en vías de desarrollo, cierra en los próximos años. Se necesitan buenas políticas de energías renovables y objetivos de reducción de CO2 legalmente vinculantes con urgencia.

Este informe proporciona un panorama del mercado mundial anual de las centrales de energía de los últimos 40 años y una visión de su potencial de crecimiento en los próximos 40 años, impulsado por la energía renovable. Entre 1970 y 1990, los países OECD que electrificaron sus economías principalmente con centrales de carbón, de gas o hidroeléctricas, dominaron el mercado mundial de las centrales de energía. El sector energético, en este momento, estaba en manos de servicios estatales con monopolios de suministro regionales o nacionales. La industria nuclear tuvo un período de crecimiento sostenido relativamente corto entre 1970 y mediados de los 80 –con un

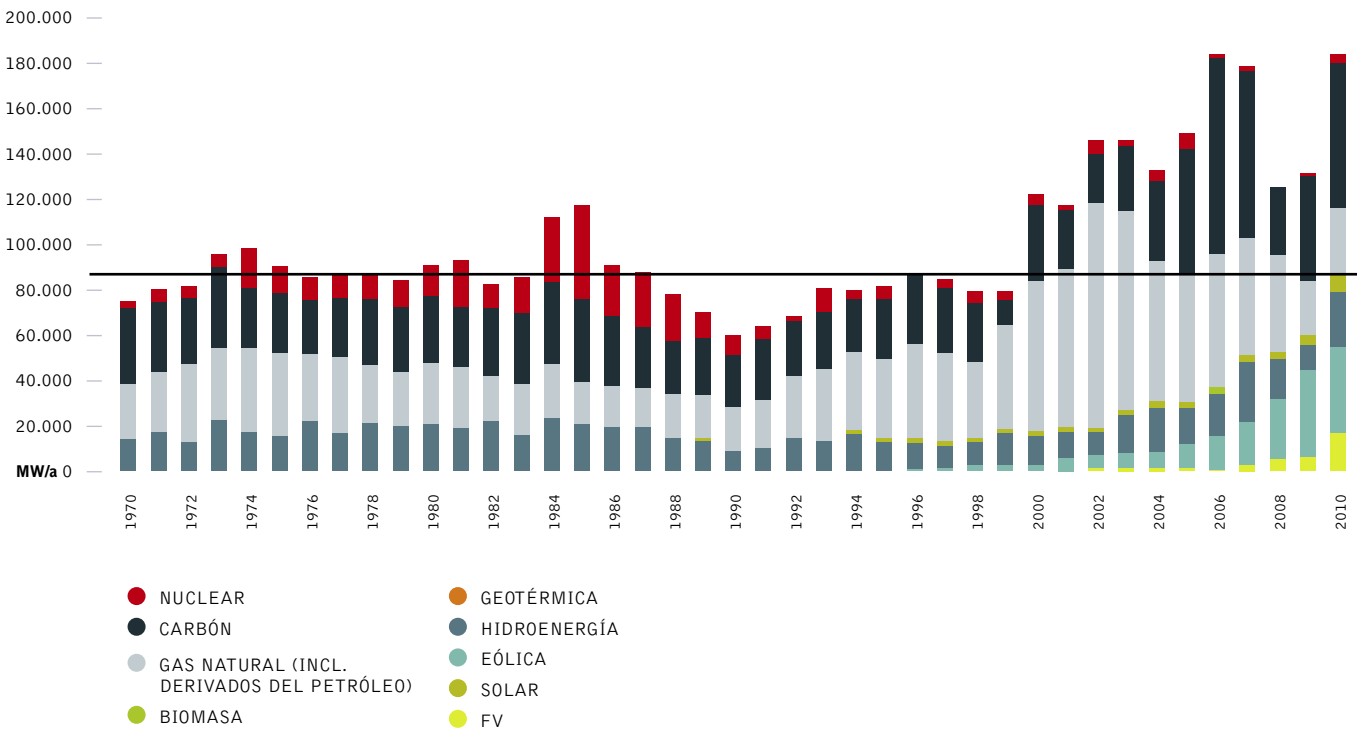
pico en 1985, un año antes del accidente de Chernobyl– mientras que los años siguientes fueron en declive, sin mostrar signos de un “renacimiento nuclear”, a pesar de la retórica.

Entre 1990 y 2000, la industria mundial de las centrales de energía atravesó una serie de cambios. Mientras que los países OECD comenzaron a liberalizar sus mercados eléctricos, la demanda de electricidad no igualó el crecimiento anterior, por lo que se construyeron menos centrales energéticas nuevas. Los proyectos de capital intensivo con largos plazos de amortización, como las centrales de carbón o nucleares, no han podido obtener suficiente apoyo financiero. Así comenzó la década de las centrales de gas.

Las economías de los países en vías de desarrollo, especialmente en Asia, comenzaron a crecer durante la década del 90, y una nueva ola de proyectos de centrales energéticas comenzó.

Tal como lo hicieron EE.UU. y Europa, la mayoría de los nuevos mercados de “Los Tigres” del sudeste asiático liberalizaron parcialmente sus sectores energéticos. Una gran cantidad de nuevas centrales eléctricas en esta región fueron construidas a partir de Productores Independientes de Energía (IPP, según sus siglas en inglés), que venden la electricidad principalmente a los servicios estatales. La tecnología dominante en las nuevas centrales construidas en los mercados energéticos liberalizados son las centrales de gas. Sin embargo, durante la última década, China se centró en el desarrollo de nuevas centrales de carbón. Excluyendo a China, el mercado mundial de las centrales de energía ha experimentado una eliminación progresiva del carbón desde fines de la década del 90; el crecimiento se produjo en las centrales energéticas a gas y las energías renovables, particularmente la eólica.

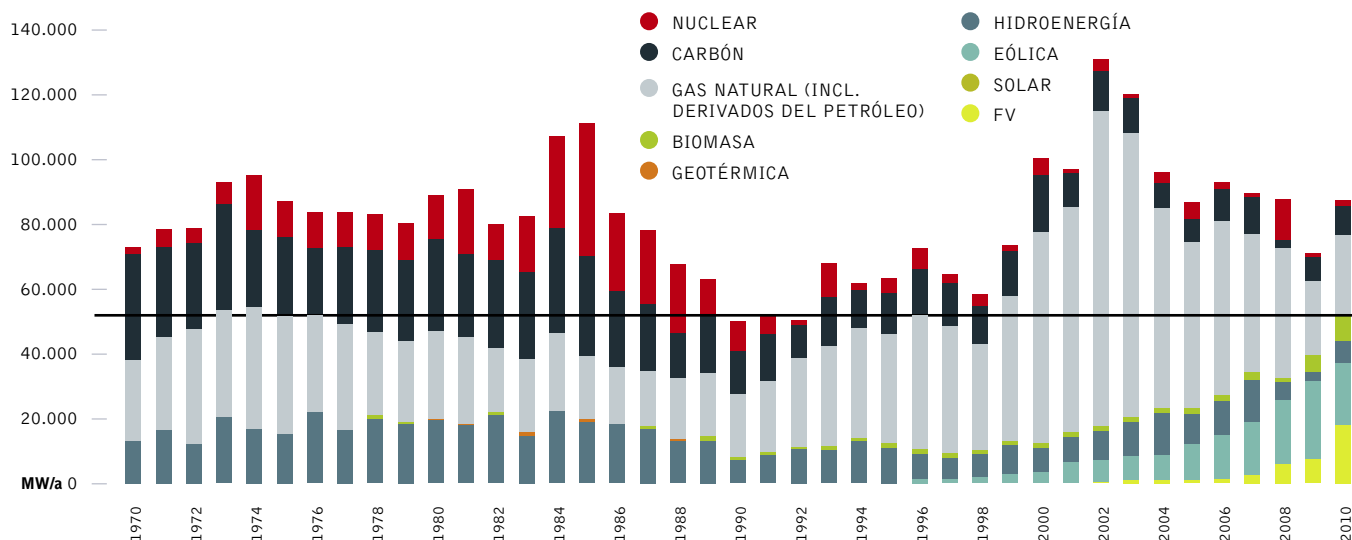
figura 7.1: mercado global de centrales eléctricas 1970-2010



fuente PLATTS, IEA, BREYER, TESKE.



figura 7.2: mercado global de centrales eléctricas 1970-2010, excluida china



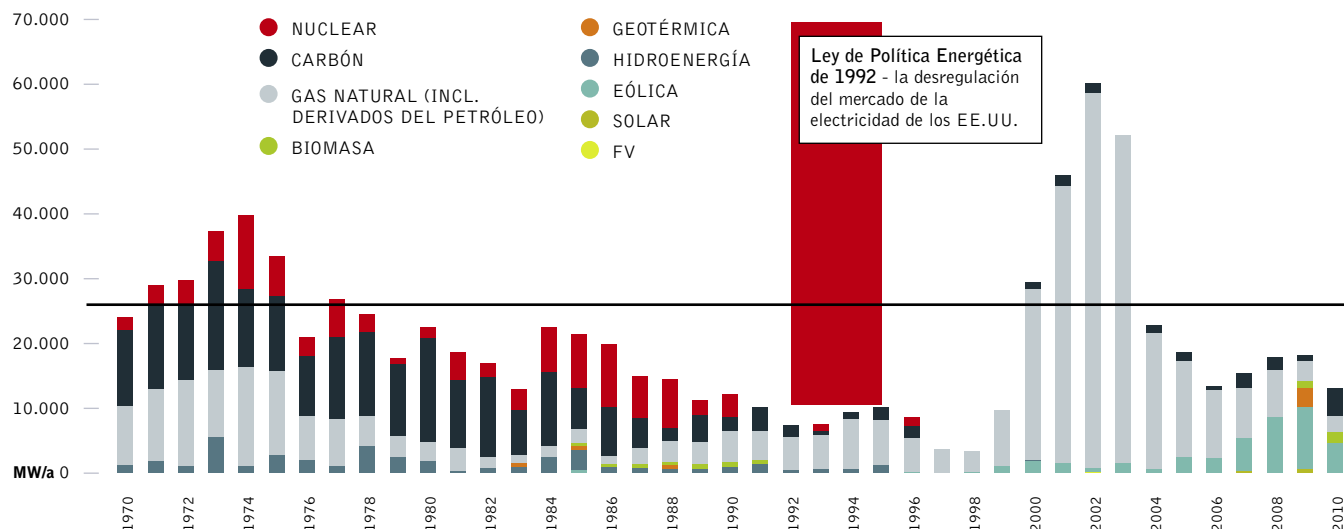
fuelle PLATTS, IEA, BREYER, TESKE.

7.1 mercados de centrales energéticas en ee.uu., europa y china

La liberalización del mercado eléctrico tiene una gran influencia sobre la tecnología de la central elegida. Mientras que el sector energético en EE.UU. y Europa se desplazó hacia los mercados desregulados lo que favorece principalmente a las centrales a gas, China añadió una gran cantidad de carbón hasta el 2009, con los primeros indicios de un cambio en favor de las renovables en 2009 y 2010.

EE.UU.: la liberalización del sector energético se inició con la Ley de Política Energética de 1992, y se convirtió en un elemento de cambio para todo el sector energético. Mientras que en el 2010 estaba aún muy lejos de un mercado eléctrico totalmente liberalizado, el efecto sobre la elección en la tecnología de las centrales ha cambiado del carbón y la energía nuclear hacia el gas y la energía eólica. Desde el 2005, un número creciente de centrales eólicas representan una creciente proporción de las nuevas capacidades instaladas, como resultado de programas de apoyo a las ER promovidos principalmente por el estado. Durante el último año, la energía solar fotovoltaica juega un papel cada vez mayor con una cartera de proyectos de 22.000 MW (Photon 4-2011, página 12).

figura 7.3: mercado anual de centrales eléctricas 1970-2010 en ee.uu.



fuelle PLATTS, IEA, BREYER, TESKE.

Europa: unos cinco años después de que EE.UU. comenzara a desregular su sector energético, la Comunidad Europea comenzó un proceso similar. Una vez más, el efecto sobre el mercado de las centrales eléctricas fue el mismo. Los inversores respaldaron menos centrales de energía nuevas y prolongaron la vida útil de las ya existentes. Las nuevas centrales energéticas de carbón y nucleares presenciaron una cuota de mercado muy por debajo del 10% desde entonces. La creciente participación de las energías renovables,

especialmente la eólica y la solar fotovoltaica, se debe a un objetivo legalmente vinculante para las renovables y a las leyes de primas asociadas, que están vigentes en varios estados miembros de la Unión Europea desde finales de los 90. En total, la nueva capacidad instalada de centrales energéticas saltó a un máximo histórico, debido a las necesidades de repotenciación de los parques de las centrales antiguas en Europa.

figura 7.4: mercado anual de centrales eléctricas 1970-2010 en europa

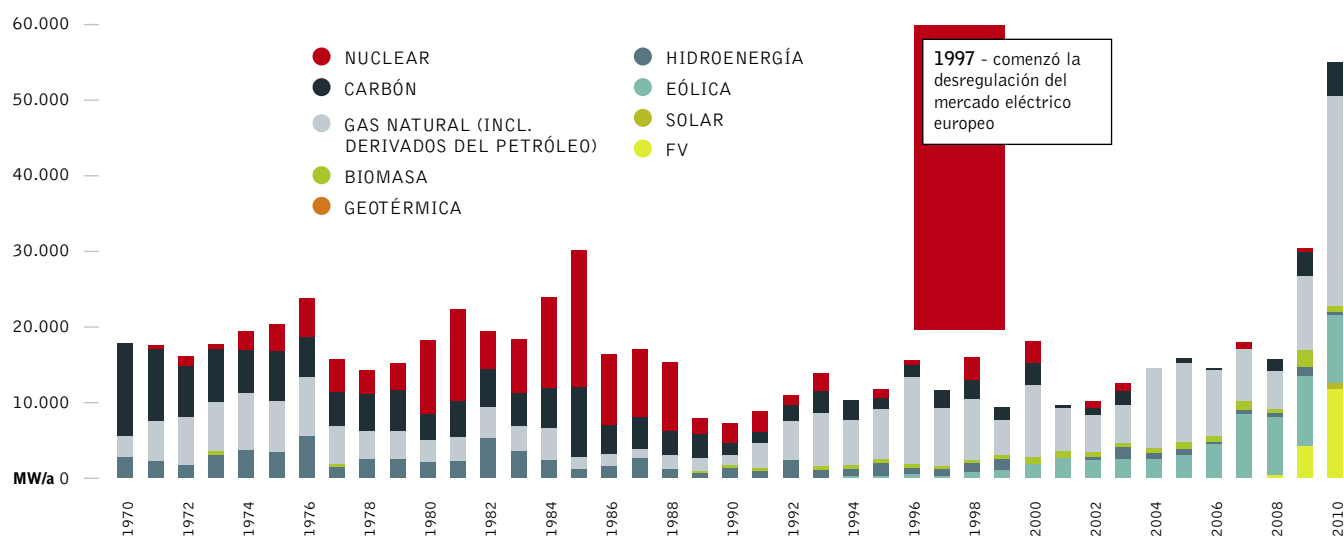
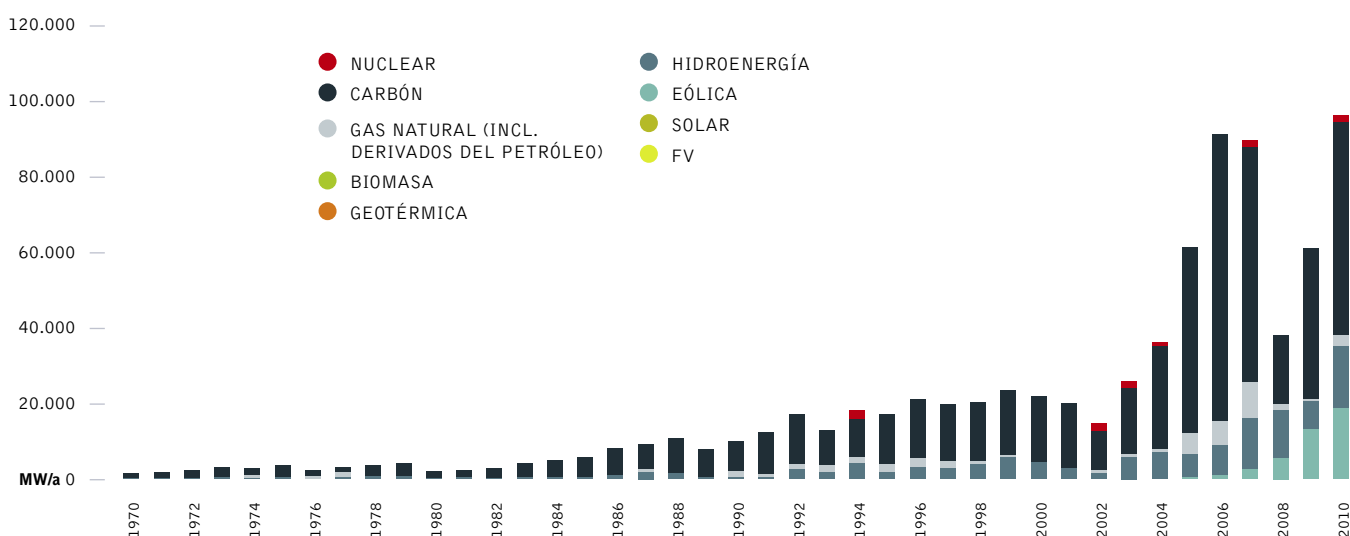


figura 7.5: mercado anual de centrales eléctricas 1970-2010 en china

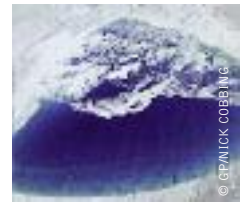


fuentes PLATTS, IEA, BREYER, TESKE.

referencia

49 MIENTRAS QUE LAS ESTADÍSTICAS OFICIALES DE LAS ASOCIACIONES CHINA Y MUNDIAL DE LA ENERGÍA EÓLICA (GWEC/CREIA) ASCIENDEN A 18.900 MW PARA EL 2010, LA OFICINA NACIONAL DE ENERGÍA HABLA DE 13.999 MW. LAS DIFERENCIAS ENTRE LAS FUENTES SE DEBEN AL MOMENTO DE CONEXIÓN A LA RED, YA QUE ALGUNAS TURBINAS HAN SIDO INSTALADAS EN LOS ÚLTIMOS MESES DE 2010, PERO HAN SIDO CONECTADAS A LA RED EN 2011.

imagen GREENPEACE Y UN CIENTÍFICO INDEPENDIENTE FINANCIADO POR LA NASA COMPLETÓ LAS MEDICIONES DEL DERRITIMIENTO DE LOS LOS HIELOS DE LAGOS DE GROENLANDIA DEMUSTRANDO SU VULNERABILIDAD A TEMPERATURAS MÁS CÁLIDAS.

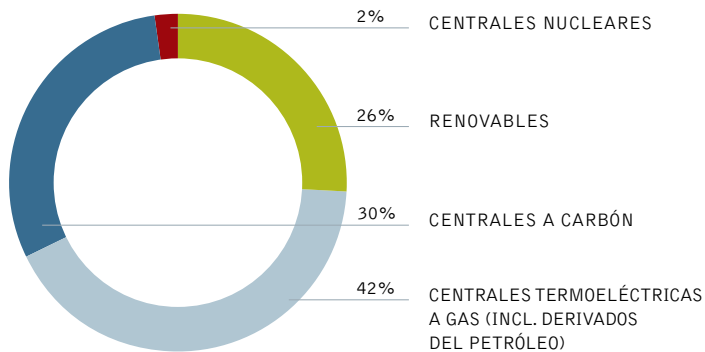


China: el crecimiento económico sostenido en China desde finales de 1990 y la creciente demanda energética, llevaron a una explosión del mercado de las centrales de carbón, especialmente después de 2002. En 2006, el mercado alcanzó el año pico para las nuevas centrales de carbón: el 88% de las centrales de carbón recién instaladas a nivel mundial fueron construidas en China. Al mismo tiempo, China está intentando cerrar sus centrales más sucias, durante el período que va del 2006 al 2010, un total de 76.825 MW de pequeñas centrales de carbón fueron eliminadas bajo el programa del "11° Plan Quinquenal". Mientras que el carbón aún domina la nueva capacidad añadida, la energía eólica también está creciendo rápidamente. Desde 2003, el mercado eólico se duplicó cada año y fue de

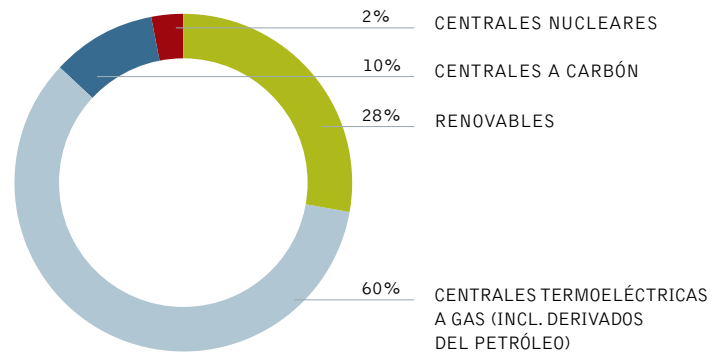
más de 18.000 MW⁴⁹ en 2010, el 49% del mercado eólico mundial. Sin embargo, el carbón sigue dominando el mercado de centrales eléctricas con más de 55 GW de nueva capacidad instalada sólo en 2010. El gobierno chino tiene como objetivo aumentar las inversiones en capacidad de energía renovable, y durante el 2009, alrededor de US\$ 25,1 mil millones (RMB 162,7 mil millones) se destinaron a centrales eólicas e hidroeléctricas, que representan el 44% de la inversión total en nuevas centrales energéticas, por primera vez mayor que la del carbón (RMB 149,2 mil millones), y en 2010 la cifra fue de US\$ 26 mil millones (RMB 168 mil millones) – un 4,8% más en la mezcla total de inversiones en comparación con el año anterior, 2009.

figura 7.6: cuota del mercado global de centrales eléctricas 2000-2010

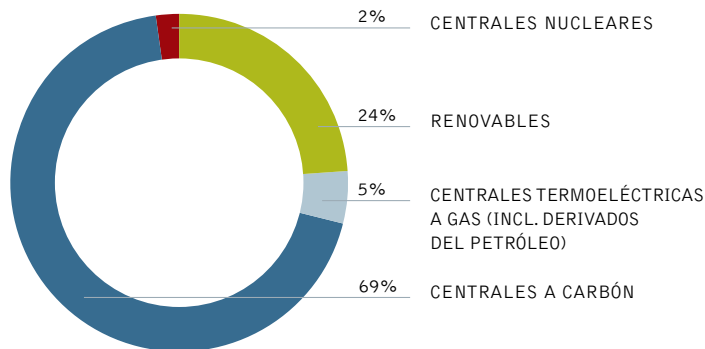
cuota del mercado global de centrales eléctricas 2000-2010



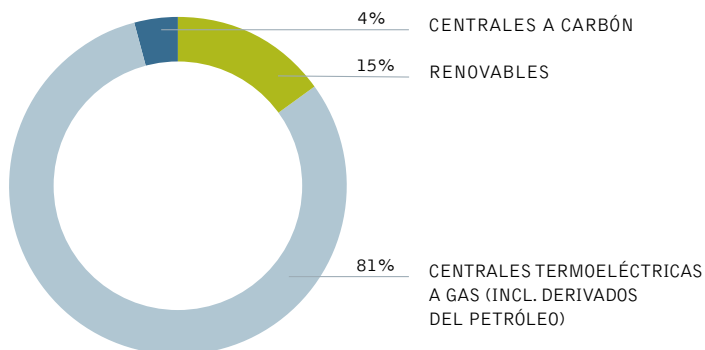
cuota del mercado global de centrales eléctricas 2000-2010 excluyendo china



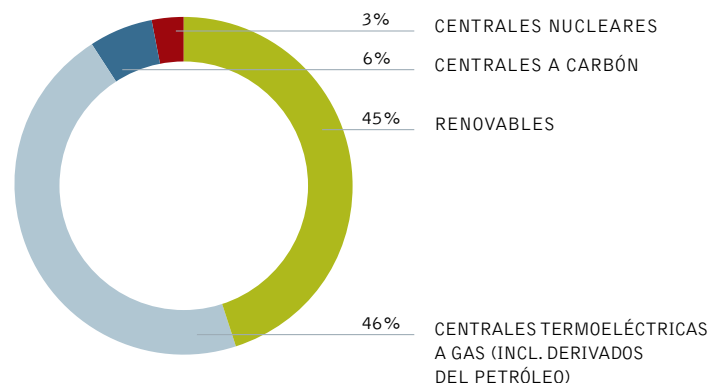
china: cuota del mercado de centrales eléctricas 2000-2010



ee.uu.: cuota del mercado de centrales eléctricas 2000-2010



europa: cuota del mercado de centrales eléctricas 2000-2010



fuentes PLATTS, IEA, BREYER, TESKE, GWAC, EPIA.

Las cuotas del mercado mundial en el mercado de las centrales energéticas: las renovables ganan terreno

Desde el año 2000, el mercado de la energía eólica ha ganado una creciente cuota de mercado dentro del mercado mundial de centrales energéticas. En ese momento, sólo un puñado de países, (Alemania, Dinamarca y España), dominaban el mercado eólico, pero la industria eólica cuenta actualmente con proyectos en más de 70 países alrededor del mundo. Siguiendo el ejemplo de la industria eólica, la industria solar fotovoltaica experimentó un crecimiento igual desde 2005. Entre el 2000 y el 2010, el 26% de todas las nuevas centrales a nivel mundial fueron renovables –principalmente eólicas– y el 42% fueron centrales de gas. Así, dos tercios de todas las nuevas centrales energéticas instaladas globalmente son centrales de gas y de energías renovables, y cerca de un tercio es de carbón. La energía nuclear sigue siendo irrelevante a escala mundial con sólo el 2% de la cuota del mercado mundial. Alrededor de 430.000 MW de la nueva capacidad de energía renovable ha sido instalada durante la última década, mientras que 475.000 MW en base a carbón, con emisiones acumulativas integradas de más de 55 mil millones de toneladas de CO₂ durante su vida útil, entraron en funcionamiento el 78% o 375.000 MW en China.

La revolución energética hacia las energías renovables y el gas, dejando atrás el carbón y la energía nuclear, ya se ha iniciado a nivel mundial. Este panorama es aún más claro cuando observamos las cuotas del mercado mundial excluyendo a China, el único país con una expansión masiva del carbón. Alrededor del 28% de todas las nuevas centrales energéticas han sido renovables y el 60% han sido centrales de gas (88% en total). El carbón ha obtenido una porción de mercado de solo el 10% a nivel global, excluyendo a China. Entre 2000 y 2010, China ha añadido más de 350.000 MW de nueva capacidad de carbón: el doble de la capacidad total de carbón de la UE. Sin embargo, China recientemente ha puesto en marcha su mercado eólico, y se espera que la energía solar fotovoltaica lo siga en los próximos años.

7.2 análisis del país: argentina

Entre 1970 y 1990, la mayoría de las centrales construidas fueron nuevas plantas hidroeléctricas, seguidas por las plantas eléctricas a gas. En 1974 y 1984, los reactores nucleares Atucha I y Embalse se han conectado a la red bajo el programa nuclear argentino - hasta la fecha no se han instalado nuevas centrales.

En la última década el 95% de las nuevas centrales eléctricas en la Argentina son centrales termoeléctricas a gas natural - sólo el 5% se basan en las energías renovables - sobre todo las centrales hidroeléctricas. Si bien Argentina tiene un gran potencial eólico y solar, hace falta un apoyo político que hasta el momento no ha podido establecer un mercado de energía renovable sostenible.

figura 7.8: argentina: nuevas centrales eléctricas - cuota de mercado 2000-2010

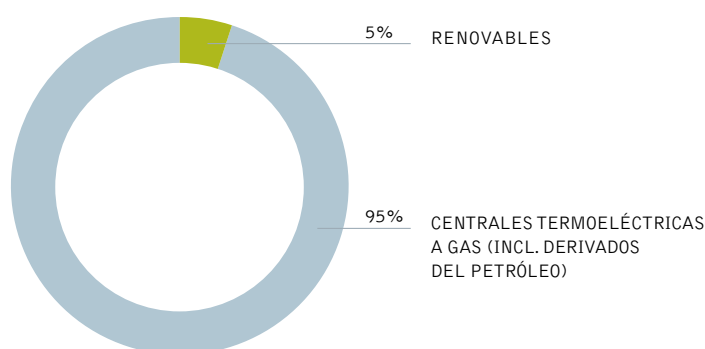
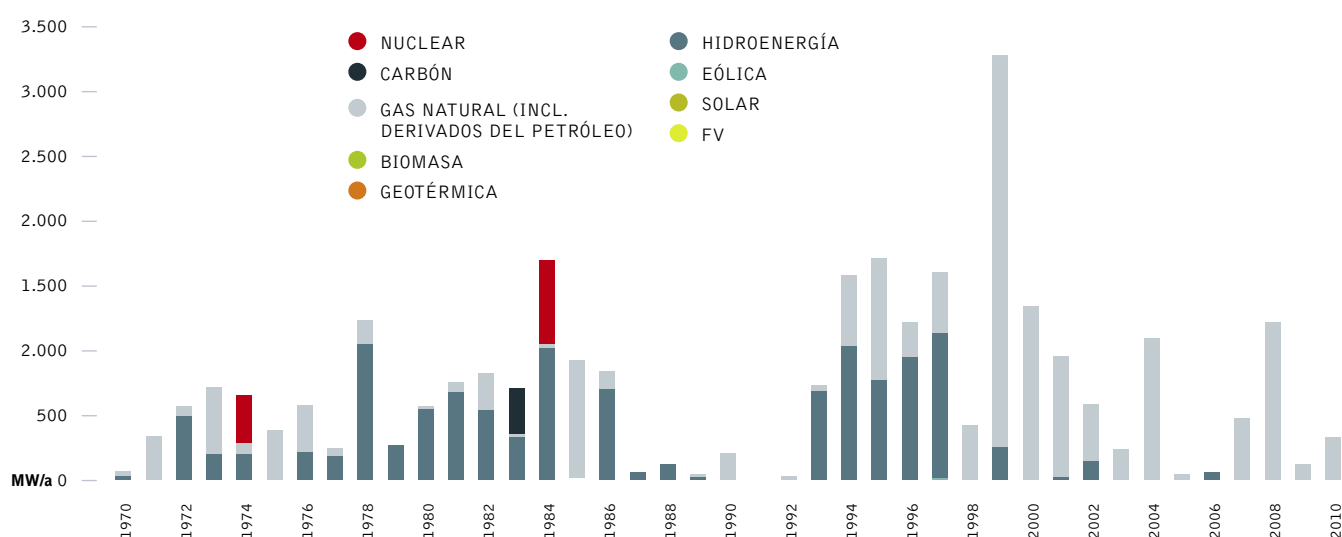


figura 7.7: argentina: mercado de centrales eléctricas 1970-2010

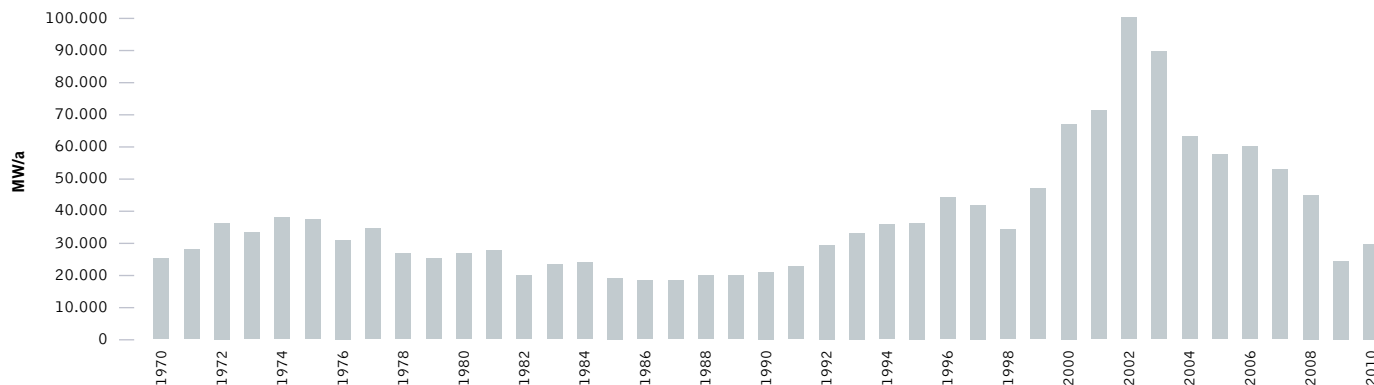


fueron PLATTS, IEA, BREYER, TESKE.

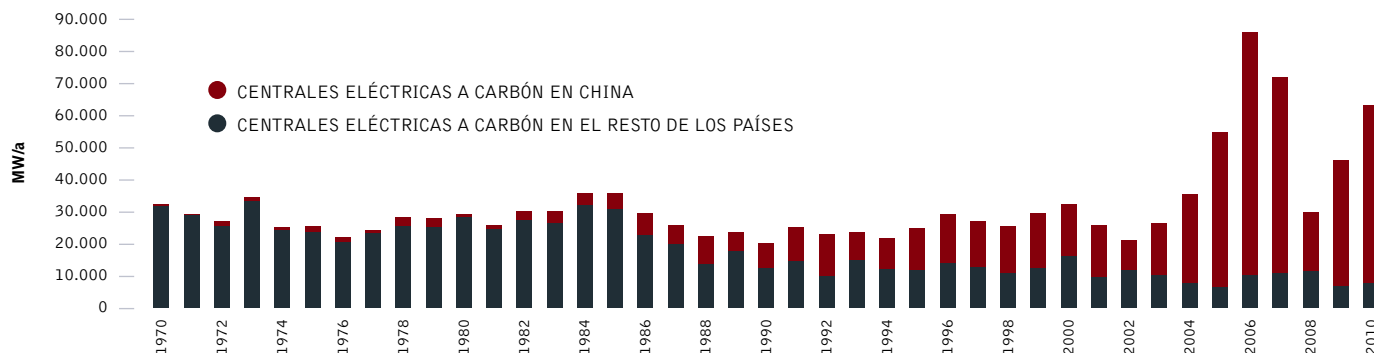


figura 7.9: desarrollo histórico del mercado mundial de centrales energéticas por tecnología

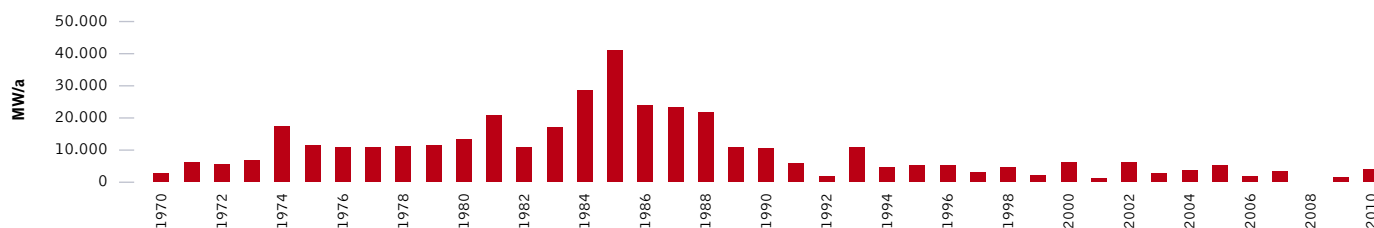
mercado global anual de centrales eléctricas a gas natural (incl. derivado del petróleo) 1970-2010



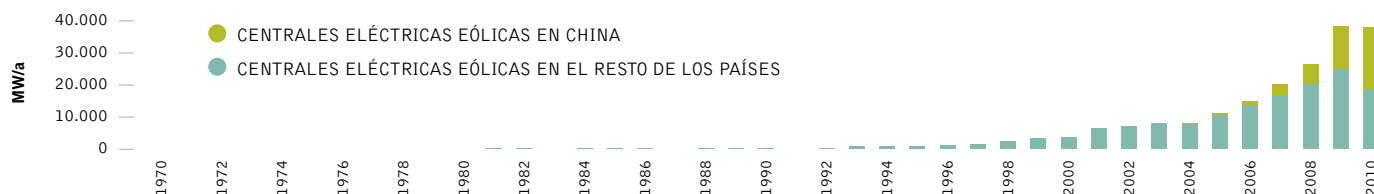
mercado global anual de centrales eléctricas a carbón 1970-2010



mercado global anual de centrales eléctricas nucleares 1970-2010



mercado global anual de centrales eléctricas eólicas 1970-2010



mercado global anual de centrales eléctricas fotovoltaicas 1970-2010



metodología EL ANÁLISIS ESTÁ BASADO EN BASES DE DATOS DE LA UDI WEPP PLATTS, LA IEA, GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, ASOCIACIÓN EUROPEA DE LA INDUSTRIA FOTOVOLTAICA, Y EN PAPERS DE INVESTIGACIÓN DEL DR. CHRISTIAN BREYER Y MARZELLA AMATA GÖRIG. TENGA EN CUENTA QUE LAS DIFERENTES BASE DE DATOS ESTADÍSTICAS USAN DIFERENTES CATEGORÍAS DE COMBUSTIBLES Y ALGUNAS CENTRALES ELÉCTRICAS FUNCIONAN CON MÁS DE UN COMBUSTIBLE. PARA EVITAR LA DOBLE CONTABILIDAD, LOS DIFERENTES GRUPOS DE COMBUSTIBLE HAN SIDO ESTABLECIDAS. DATOS NACIONALES PODRÍAN DIFERIR DE LA BASE DE INFORMACIÓN INTERNACIONAL.

7.3 el mercado mundial de las energías renovables

El sector de las energías renovables ha crecido sustancialmente en los últimos cuatro años. En 2008, los incrementos en el nivel de instalación tanto de la energía eólica como de la solar fueron particularmente importantes. La cantidad total de energía renovable instalada en todo el mundo es rastreada con métodos confiables por la Red de Política de Energías Renovables para el siglo 21 (REN21). Su último informe de estado global (2011) muestra cómo han crecido las tecnologías.

tabla 7.1: tasas anuales de crecimiento de la energía renovable mundial

	eólica	29% de incremento en 2008	255% de incremento desde 2005
	solar fotovoltaica	130% de incremento en 2010	1.063% de incremento desde 2005

La capacidad mundial instalada de nueva energía renovable a fines del 2010 (excluyendo las grandes hidroeléctricas) fue de 310 GW, con la energía eólica constituyendo alrededor de dos tercios (197 GW) y la solar fotovoltaica, el 12% (39 GW). La nueva capacidad comisionada únicamente en 2010 ascendió a cerca de 65 GW (excluyendo las grandes hidroeléctricas), con el mayor crecimiento en energía eólica y solar fotovoltaica.

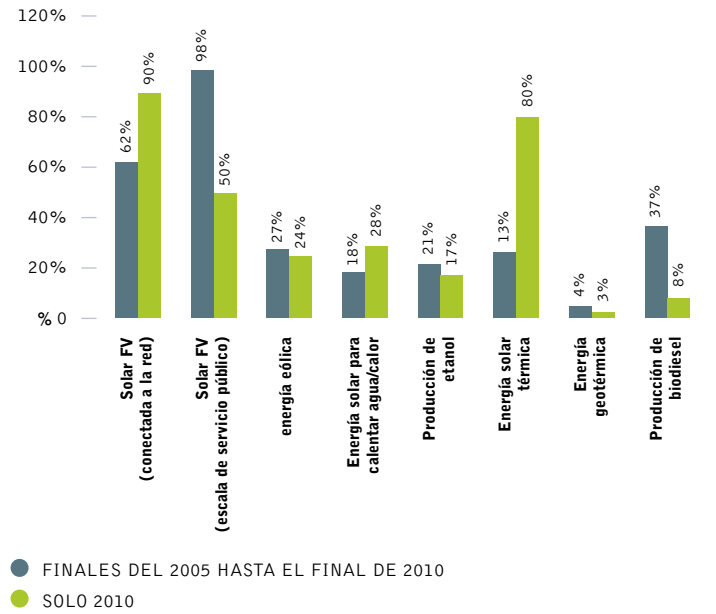
tabla 7.2: primeros cinco países

	#1	#2	#3	#4	#5
Cantidades anuales en 2010					
Inversión en nueva capacidad	China	Alemania	Italia	Estados Unidos	República Checa
Nueva energía eólica	China	Estados Unidos	España	India	Alemania
Nueva energía solar FV (conectada a la red)	Alemania	Italia	República Checa	Japón	Estados Unidos
Nueva energía solar para calentar agua/calor	China	Alemania	Turquía	India	Australia
Producción de etanol	Estados Unidos	Brasil	China	Canadá	Francia
Producción de biodiesel	Alemania	Brasil	Argentina	Francia	Estados Unidos

Capacidad existente a finales de 2010

Capacidad de energía renovable (sin incluir capacidad hidroeléctrica)	Estados Unidos	China	Alemania	España	India
Capacidad de energía renovable (incluyendo capacidad hidroeléctrica)	China	Estados Unidos	Canadá	Brasil	Alemania
Energía eólica	China	Estados Unidos	Alemania	España	India
Bioenergía	Estados Unidos	Brasil	Alemania	China	Suecia
Energía geotérmica	Estados Unidos	Filipinas	Indonesia	México	Italia
Solar FV (conectada a la red)	Alemania	España	Japón	Italia	Estados Unidos
Energía solar para calentar agua/calor	China	Turquía	Alemania	Japón	Grecia

figura 7.10: tasas de crecimiento promedio anual de la capacidad de energía renovable y la producción de biocombustibles, 2005-2010





Los cinco primeros países en nuevas energías renovables en 2010 fueron China, Italia, Alemania, Estados Unidos de América y la República Checa. China duplicó su capacidad de energía eólica por séptimo año consecutivo. El crecimiento de energía solar fotovoltaica conectada a la red en Alemania fue de seis veces el nivel de 2007 (2007: 1,2 GW – 2010: 7,4 GW).

7.4 el empleo en la energía renovable mundial

Basados en aquellos países de los cuales se dispone de estadísticas, el empleo actual mundial en energías renovables asciende a 3,5 millones.

Aunque hasta el momento han sido en su mayoría las economías avanzadas las que han mostrado liderazgo en el fomento de las energías renovables viables, los países en vías de desarrollo están comenzando a desempeñar un papel cada vez mayor. China y Brasil, por ejemplo, representan una gran proporción del total mundial, con un compromiso fuerte tanto para el desarrollo de la energía solar térmica como para el de la biomasa. Muchos de los empleos generados son para instalación, operación y mantenimiento, así como en la fabricación de equipamiento eólico y solar. En la perspectiva futura se espera que más países en vías de desarrollo generen un número considerable de empleos.

Para cerciorarse de que el sector de las energías renovables puede proporcionar empleos verdes a gran escala, son esenciales fuertes políticas energéticas. Algunos países ya han demostrado que la energía renovable puede formar una parte importante de las estrategias económicas nacionales. Alemania, por ejemplo, considera su inversión en la energía eólica y solar fotovoltaica como una contribución crucial a sus mercados de exportación. La intención del gobierno es obtener una mayor porción del mercado mundial en las próximas décadas, insertando la mayoría de los empleos alemanes en estas industrias dependiendo de las ventas al extranjero de turbinas eólicas y paneles solares. Aunque sólo unos pocos países tienen actualmente la experiencia en ciencia y fabricación necesarias para desarrollar tal estrategia, los mercados para equipamiento eólico y solar están experimentando un rápido crecimiento.

figura 7.11: capacidad instalada renovable en países en desarrollo, Europa y los primeros seis países en 2010 (no está incluida la energía hidroeléctrica)

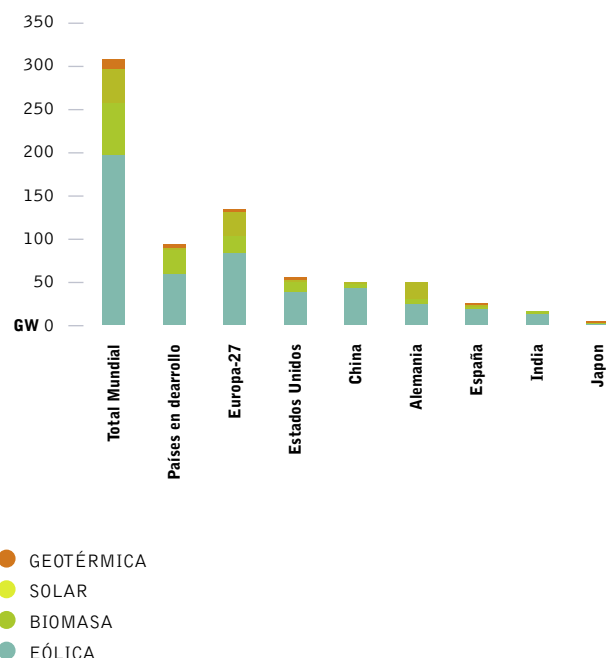


tabla 7.3: el empleo en el sector eléctrico renovable – países seleccionados y estimaciones mundiales

INDUSTRIA	PUESTOS ESTIMADOS MUNDIALMENTE	ESTIMACIONES NACIONALES SELECCIONADAS
Biocombustibles	> 1.500.000	Brasil 730.000 por la caña de azúcar y por el etanol
Energía eólica	~630.000	China 150.000; Alemania 100.000; Estados Unidos 85.000; España 40.000; Italia 28.000; Dinamarca 24.000; Brasil 14.000; India 10.000
Energía solar para calentar agua	~300.000	China 250.000; España 7.000
Energía solar FV	~350.000	China 120.000; Alemania 120.000; Japón 26.000; España 20.000; Estados Unidos 17.000; España 14.000
Bioenergía	---	Alemania 120.000; Estados Unidos 66.000; España 5.000
Hidroenergía	---	Europa 20.000; Estados Unidos 8.000; España 7.000
Geotérmica	---	Alemania 13.000; Estados Unidos 9.000
Biogas	---	Alemania 20.000
Energía solar térmica	~15.000	España 1.000; Estados Unidos 1.000
Total estimado	~3.500.000	

notas/fuentes LAS CIFRAS ESTÁN REDONDEADAS A LA CIFRA MÁS CERCANA A 1.000 O 10.000 DEBIDO A QUE TODOS LOS NÚMEROS SON ESTIMACIONES APROXIMADAS Y NO EXACTAS. GWEC/GREENPEACE 2010, GWEC 2010, WWEA 2009, EPIA 2010, BSW 2010, SOLAR PACES 2010, BMU 2010, CREIA 2010, MARTINOT AND LI 2007; NAVIGANT 2009; NIETO 2007; REN 21 2005 AND 2008; SUZION 2007; UNEP 2008; US GEOTHERMAL INDUSTRY ASSOCIATION 2009; US SOLAR ENERGY INDUSTRY ASSOCIATION 2009. INFORMACIÓN AJUSTADA EN BASE A LA CONTRIBUCIÓN DE REPORTES Y OTRAS FUENTES, JUNTO CON LAS ESTIMACIONES PARA BIOCOMBUSTIBLES Y PARA CALENTAMIENTO SOLAR DE AGUA DE ERIC MARTINOT. LAS PRIMERAS ESTIMACIONES FUERON HECHAS POR LA UNEP EN 2008 (1,7 MILLONES TOTAL GLOBAL) Y POR SVEN TESKE Y GREENPEACE INTERNACIONAL EN 2009 (1,9 MILLONES TOTAL GLOBAL) SIN INCLUIR BIOCOMBUSTIBLES Y CALENTAMIENTO SOLAR DE AGUA. LA ESTIMACIÓN DE ETANOL DEL LABOR MARKET RESEARCH AND EXTENSION GROUP (GEMT, ESALQUSP). LA ESTIMACIÓN DEL CALENTAMIENTO SOLAR DE AGUA UTILIZA EL NÚMERO DE 150.000 PARA CHINA EN 2007 CITADO POR MARTINOT Y LI EN 2007, AJUSTADO POR EL CRECIMIENTO 2008-2009, Y TENIENDO EN CUENTA QUE EL EMPLEO EN OTROS PAÍSES ES PROPORCIONAL A LA CUOTA DEL MERCADO DE CHINA.

recursos energéticos y seguridad de suministro

GLOBAL

PETRÓLEO
GAS
CARBÓN

NUCLEAR
ENERGÍA RENOVABLE

8

ALREDEDOR DEL 80% DE LA
DEMANDA ENERGÉTICA MUNDIAL
ES CUBIERTA POR LOS FINITOS
COMBUSTIBLES FÓSILES.
© R. KASPRZAK/DREAMSTIME



“el tema de la seguridad de suministro se encuentra ahora en la cima de la agenda de la política energética.”

GREENPEACE INTERNACIONAL
CAMPAÑA CLIMA



El tema de la seguridad de suministro se encuentra ahora en la cima de la agenda de la política energética. La preocupación se centra tanto en la seguridad de los precios como en la seguridad de suministro físico. Actualmente, alrededor del 80% de la demanda energética mundial es satisfecha por combustibles fósiles. El aumento incesante de la demanda energética se corresponde con la naturaleza finita de estos recursos. Al mismo tiempo, la distribución global de los recursos de petróleo y gas no coincide con la distribución de la demanda. Algunos países tienen que depender casi (enteramente) de las importaciones de combustibles fósiles. Los mapas en las páginas siguientes proporcionan un panorama de la disponibilidad de diferentes combustibles y su distribución regional. La información en este capítulo está basada en parte en el informe "Acortando la Brecha"⁵⁰, así como en la información de los informes 2008 y 2009 de las Perspectivas Energéticas Mundiales de la Agencia Internacional de Energía.

8.1 petróleo

El petróleo es el elemento vital de la economía mundial moderna, como lo dejaron en claro los efectos de las interrupciones en el suministro en los años 70. Es la fuente número uno de energía, proporcionando el 32% de las necesidades mundiales y es empleado casi exclusivamente para usos esenciales como el transporte. Sin embargo, se ha desarrollado un debate apasionado sobre la capacidad del suministro para satisfacer un consumo creciente, un debate oscurecido por mala información y agitado por la reciente alza de los precios.

8.1.1 el caos de las reservas

Los datos públicos acerca de las reservas de petróleo y gas son notablemente inconsistentes, y potencialmente dudosos por motivos legales, comerciales, históricos y a veces políticos. Las cifras más ampliamente disponibles y citadas, aquellas de los periódicos de la industria Oil & Gas Journal y World Oil, tienen un valor limitado dado que informan las cifras de las reservas proporcionadas por las compañías y los gobiernos, sin análisis ni verificación. Además, como no existe una definición consensuada de reservas ni prácticas informativas estandarizadas, estas cifras normalmente representan magnitudes físicas y conceptuales diferentes. La terminología confusa como "probado", "probable", "posible", "recuperable", "certeza razonable", sólo suma al problema.

Históricamente, las compañías petroleras privadas han subestimado constantemente sus reservas para cumplir con las conservadoras normas de la bolsa y por precauciones comerciales naturales. Cada vez que se hizo un descubrimiento, sólo una porción de las estimaciones de los geólogos respecto de los recursos recuperables fue informada; y las revisiones subsecuentes luego aumentan las reservas del mismo yacimiento petrolífero con el correr del tiempo. Las compañías petroleras nacionales, mayormente representadas por la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo), han adoptado un enfoque muy diferente. No están sujetas a ningún tipo de rendición de cuentas y sus prácticas informativas son aún menos claras. A finales de la década de 1980, los países de la OPEP exageraron descaradamente sus reservas mientras competían por cuotas de producción, que eran asignadas proporcionalmente a las reservas. Aunque alguna revisión era necesaria luego de que las compañías fueran nacionalizadas, entre 1985 y 1990, los países de la OPEP incrementaron sus reservas conjuntas aparentes en un 82%. No sólo nunca se corrigieron estas dudosas revisiones, sino que muchos de estos países informaron reservas intactas durante años, incluso si no se hicieron descubrimientos importantes y la producción continuó al mismo ritmo. Además, las reservas de petróleo y gas de la ex Unión Soviética fueron sobreestimadas en un 30% debido a que las evaluaciones originales fueron malinterpretadas más tarde.

Aunque ahora las compañías privadas se están volviendo más realistas en cuanto a la extensión de sus recursos, los países de la OPEP ostentan la mayoría de las reservas informadas, y su información es más insatisfactoria que nunca. Por ende, sus conclusiones deberían ser tratadas con extremo cuidado. Para hacer una estimación justa de las reservas petroleras mundiales, sería necesario llevar a cabo una evaluación regional de la media de los descubrimientos (es decir, "técnicos") con efecto retroactivo.

8.1.2 las reservas de petróleo no convencional

Una gran proporción de los recursos mundiales de petróleo restantes son clasificados como "no convencionales". Fuentes potenciales de combustible como las arenas petrolíferas (oil sands, en inglés), el petróleo extra pesado y el petróleo de esquistos (oil shale, en inglés), son generalmente más costosas de explotar y su recuperación implica un daño ambiental enorme. Se estima que las reservas de arenas petrolíferas y petróleo extra pesado existentes en el mundo ascienden a 6 billones de barriles, de los cuales se cree que entre 1 y 2 billones son recuperables si el precio del petróleo es lo suficientemente alto y los estándares ambientales lo suficientemente bajos.

Uno de los peores ejemplos de degradación ambiental resultante de la explotación de reservas petrolíferas no convencionales, son las arenas petrolíferas que yacen bajo la provincia canadiense de Alberta y que conforman la segunda mayor reserva probada de petróleo después de Arabia Saudita. Producir petróleo crudo de estas "arenas alquitranadas", una mezcla pesada de betún, agua, arena y arcilla que se encuentra debajo de más de 54.000 millas cuadrada⁵¹ de bosques primarios en el norte de Alberta, un área del tamaño de Inglaterra y Gales, genera hasta cuatro veces más dióxido de carbono, el principal gas del calentamiento global, que la perforación convencional. El auge de la industria de las arenas petrolíferas producirá 100 millones de toneladas de CO₂ al año (equivalente a un quinto de todas las emisiones anuales del Reino Unido) para el 2012, asegurando que Canadá no alcanzará sus objetivos de emisiones en virtud del tratado de Kyoto. La fiebre del petróleo también está creando un paisaje desierto: millones de toneladas de vida vegetal y de capa superior del suelo son arrasadas en extensas minas a cielo abierto y millones de litros de agua son desviados de los ríos. Se necesitan hasta cinco barriles de agua para producir un solo barril de crudo y el proceso requiere enormes cantidades de gas natural. Se necesitan dos toneladas de arena (en bruto) para producir un solo barril de petróleo.

8.2 gas

El gas natural ha sido la fuente de energía fósil que más rápido ha crecido en las últimas dos décadas, impulsada por su creciente participación en la mezcla de generación eléctrica. El gas es considerado generalmente como un recurso abundante y las preocupaciones públicas sobre el agotamiento se limitan al petróleo, aunque algunos pocos estudios en profundidad abordan el tema. Los recursos de gas son más concentrados, y unos pocos yacimientos masivos constituyen la mayor parte de las reservas. El mayor yacimiento de gas en el mundo contiene el 15% de los Últimos Recursos Recuperables (URR), frente al 6% para el petróleo. Desafortunadamente, la información sobre los recursos de gas sufre de las mismas malas prácticas que los datos sobre el petróleo, porque el gas proviene mayormente de las mismas formaciones geológicas, y las mismas partes interesadas están involucradas.

⁵⁰ "PLUGGING THE GAP - A SURVEY OF WORLD FUEL RESOURCES AND THEIR IMPACT ON THE DEVELOPMENT OF WIND ENERGY", GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL/RENEWABLE ENERGY SYSTEMS, 2006.

⁵¹ THE INDEPENDENT, 10 DE DICIEMBRE DE 2007.

La mayoría de las reservas son inicialmente subdeclaradas y luego son gradualmente revisadas al alza, dando una impresión optimista de crecimiento. En contraste, se considera que las reservas de Rusia, las más grandes del mundo, fueron sobreestimadas en un 30%. Debido a las similitudes geológicas, el gas sigue la misma dinámica de agotamiento que el petróleo y, por lo tanto, los mismos ciclos de descubrimiento y producción. De hecho, los datos existentes sobre el gas son de peor calidad que los del petróleo, con ambigüedades derivadas de la cantidad producida, en parte porque el gas quemado y ventilado no siempre es tenido en cuenta. En contraposición a las reservas publicadas, las técnicas han sido casi constantes desde 1980 porque los descubrimientos casi igualan la producción.

8.2.1 gas de esquistos⁵² (shale gas, en inglés)

La producción de gas natural, especialmente en los Estados Unidos, recientemente ha involucrado una creciente contribución de suministros de gas no convencionales, como el gas de esquisto. Los yacimientos convencionales de gas natural tienen un área geográfica bien definida, los reservorios son porosos y permeables, el gas es producido fácilmente a través de pozos y generalmente no requieren de estimulación artificial. En cambio, los depósitos no convencionales son más bajos en concentración de recurso, más dispersos sobre grandes áreas y requieren estimulación del pozo o alguna otra tecnología de extracción o conversión. Generalmente son también más costosas de desarrollar por unidad de energía.

La investigación e inversión en recursos de gas no convencionales han aumentado significativamente en los últimos años debido al aumento

del precio del gas natural convencional. En algunas áreas, las tecnologías para la producción económica ya han sido desarrolladas; en otras aún se encuentran en la etapa de investigación. Sin embargo, la extracción de gas de esquisto generalmente va de la mano de procesos peligrosos para el medio ambiente. Aún así, se espera que aumente.

8.3 carbón

El carbón fue la mayor fuente de energía primaria hasta que fue superada por el petróleo en la década de 1960. En la actualidad, el carbón abastece casi un cuarto de la energía mundial. A pesar de ser el combustible fósil más abundante, el desarrollo del carbón se encuentra actualmente amenazado por preocupaciones ambientales; por lo que su futuro se desenvolverá en el contexto de la seguridad energética y el calentamiento global.

El carbón es abundante y en el mundo está distribuido más equitativamente que el petróleo y el gas. Las reservas recuperables mundiales son las más grandes de todos los combustibles fósiles y la mayoría de los países tienen al menos algunas. Además, los grandes consumidores energéticos, actuales y potenciales, como EE.UU., China e India son autosuficientes en carbón y lo seguirán siendo en el futuro previsible. El carbón ha sido explotado a gran escala durante dos siglos, por lo que, tanto el producto como los recursos disponibles, son bien conocidos; no se espera que sean descubiertos nuevos yacimientos sustanciales. Extrapolando el pronóstico de la demanda hacia delante, el mundo consumirá el 20% de sus reservas actuales para el 2030 y el 40% para el 2050. Si las tendencias actuales se mantienen, el carbón aún duraría varios cientos de años.

tabla 8.1: descripción general de las reservas y recursos de combustibles fósiles

RESERVAS, RECURSOS Y EXISTENCIAS ADICIONALES DE VECTORES DE ENERGÍA FÓSIL DE ACUERDO A DIFERENTES AUTORES. **C** CONVENCIONAL (PETRÓLEO CON CIERTA DENSIDAD, GAS NATURAL LIBRE, GAS DE PETRÓLEO), **NC** NO CONVENCIONAL (PETRÓLEO PESADO, PETRÓLEO EXTRA PESADO, ARENAS PETROLÍFERAS Y PETRÓLEO DE ESQUISTOS, GAS EN CAPAS DE CARBÓN, GAS ACUÍFERO, GAS NATURAL EN FORMACIONES CERRADAS, HIDRATOS DE GAS). SE ASUME LA EXISTENCIA LA EXISTENCIA DE COMBUSTIBLES FÓSILES SOBRE LA BASE DE CONDICIONES GEOLÓGICAS, PERO EN REALIDAD, SU POTENCIAL PARA SER RENTABLEMENTE EXTRAÍDOS ES INCIERTO. EN COMPARACIÓN: EN 1998, LA DEMANDA MUNDIAL DE ENERGÍA PRIMARIA ERA DE 402 EJ (UNDP ET AL., 2000).

VECTOR ENERGÉTICO		WEO 2009, WEO 2008, WEO 2007	BROWN, 2002 EJ	IEA, 2002c EJ	IPCC, 2001a EJ	NAKICENOVIC ET AL., 2000 EJ	UNDP ET AL., 2000 EJ	BGR, 1998 EJ
Gas	reservas	182 tcm ^a	5.600	6.200 c	5.400 c	5.900 c	5.500 c	5.300
				nc	8.000 nc	8.000 nc	9.400 nc	100
	recursos	405 tcm ^a	9.400	11.100 c	11.700 c	11.700 c	11.100 c	7.800
				nc	10.800 nc	10.800 nc	23.800 nc ^d	111.900
	existencias	921 tcm ^a			796.000	799.700	930.000	
Petróleo	reservas	2.369 bb ^b	5.800	5.700 c	5.900 c	6.300 c	6.000 c	6.700
				nc	6.600 nc	8.100 nc	5.100 nc	5.900
	recursos		10.200	13.400 c	7.500 c	6.100 c	6.100 c	3.300
				nc	15.500 nc	13.900 nc	15.200 nc	25.200
	existencias				61.000	79.500	45.000	
Carbón	reserves	847 bill tonnes ^c	23.600	22.500	42.000	25.400	20.700	16.300
	recursos		26.000	165.000	100.000	117.000	179.000	179.000
	existencias	921 tcm ^c			121.000	125.600		
Total	recursos (reservas + recursos)		180.600	223.900	212.200	213.200	281.900	361.500
Total	existencias				1.204.200	1.218.000	1.256.000	

fuentes & notas A) WEO 2009, B) OIL WEO 2008, PÁGINA 205 TABLA 9.1 C) IEA WEO 2008, PÁGINA 127 & WEC 2007. D) INCLUYENDO HIDRATOS DE GAS. VER LA TABLA PARA TODAS LAS OTRAS FUENTES

52 INTERSTATE NATURAL GAS ASSOCIATION OF AMERICA (INGAA), "AVAILABILITY, ECONOMICS AND PRODUCTION POTENTIAL OF NORTH AMERICAN UNCONVENTIONAL NATURAL GAS SUPPLIES", NOVIEMBRE 2008

imagen PLATAFORMA PETROLERA DUNLIN EN MAR DEL NORTE EN DONDE SE PUEDE APRECIAR LA CONTAMINACIÓN.

imagen EN LA CALLE LINFEN, DOS HOMBRES CARGAN UN CARRO CON CARBÓN QUE SE UTILIZA PARA COCINAR. LINFEN, UNA CIUDAD DE UNOS 4,3 MILLONES DE HABITANTES, ES UNO DE LAS CIUDADES MÁS CONTAMINADAS DEL MUNDO. EL MEDIO AMBIENTE CADA VEZ MÁS CONTAMINADO DE CHINA ES EN GRAN MEDIDA UN RESULTADO DEL RÁPIDO DESARROLLO DEL PAÍS Y EN CONSECUENCIA, UN GRAN AUMENTO DE CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA, QUE ES CASI TOTALMENTE PRODUCIDA POR LA QUEMA DE CARBÓN.



tabla 8.2: hipótesis en el uso de combustible fósil en los tres escenarios globales

Petróleo	2007	2015	2020	2030	2040	2050
Referencia [PJ]	155.920	161.847	170.164	192.431	209.056	224.983
Referencia [millones de barriles]	25.477	26.446	27.805	31.443	34.159	36.762
[R]E [PJ]		153.267	143.599	123.756	101.186	81.833
[R]E [millones de barriles]		25.044	23.464	20.222	16.534	13.371
[R]E Av [PJ]		152.857	142.747	115.002	81.608	51.770
[R]E Av [millones de barriles]		24.977	23.325	18.791	13.335	8.459
Gas	2007	2015	2020	2030	2040	2050
Referencia [PJ]	104.845	112.931	121.148	141.706	155.015	166.487
Referencia [billones de metros cúbicos = 10E9 m³]	2.759	2.972	3.188	3.729	4.079	4.381
[R]E [PJ]		116.974	121.646	122.337	99.450	71.383
[R]E [billones de metros cúbicos = 10E9 m³]		3.078	3.201	3.219	2.617	1.878
[R]E Av [PJ]		118.449	119.675	114.122	79.547	34.285
[R]E Av [billones de metros cúbicos = 10E9 m³]		3.117	3.149	3.003	2.093	902
Carbón	2007	2015	2020	2030	2040	2050
Referencia [PJ]	135.890	162.859	162.859	204.231	217.356	225.245
Referencia [millones de toneladas]	7.319	8.306	8.306	9.882	10.408	10.751
[R]E [PJ]		140.862	140.862	96.846	64.285	37.563
[R]E [millones de toneladas]		7.217	7.217	4.407	2.810	1.631
[R]E Av [PJ]		135.005	135.005	69.871	28.652	7.501
[R]E Av [millones de toneladas]		6.829	6.829	3.126	1.250	326

8.4 nuclear

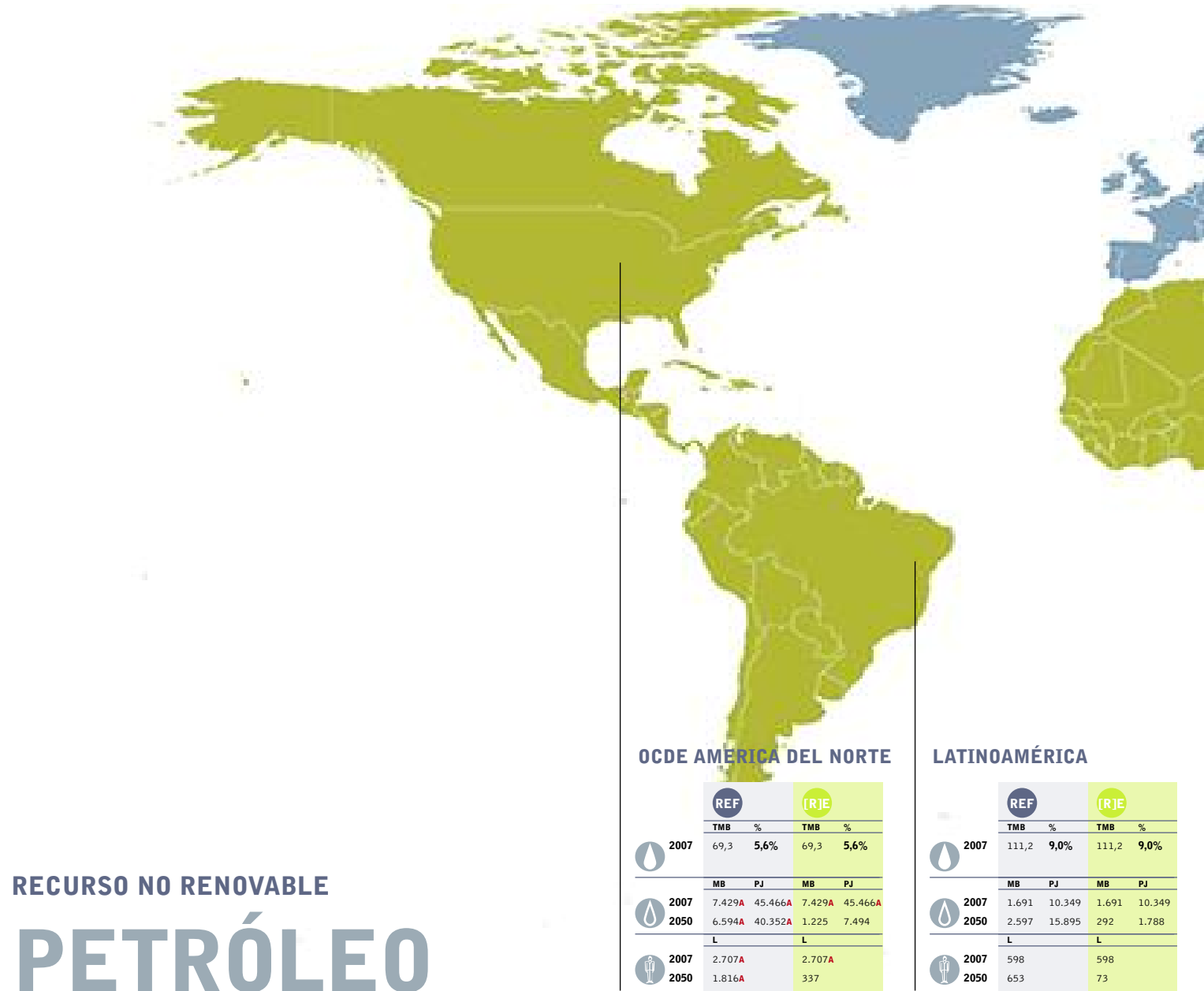
El uranio, el combustible utilizado en las centrales nucleares, es un recurso finito cuyas reservas económicamente disponibles son limitadas. Su distribución es casi tan concentrada como la del petróleo y no coincide con el consumo global. Cinco países: Canadá, Australia, Kazajstán, Rusia y Nigeria, controlan tres cuartos del suministro mundial. Sin embargo, las reservas de Rusia, un importante consumidor de uranio, se agotarán dentro de diez años.

Las fuentes secundarias, tales como antiguos depósitos, actualmente representan casi la mitad de las reservas de uranio en todo el mundo. Sin embargo, éstas se agotarán pronto. Las capacidades mineras tendrán que ser prácticamente dobladas en los próximos años para satisfacer las necesidades actuales.

Un informe conjunto de la Agencia de Energía Nuclear de la OECD y la Agencia Internacional de Energía Atómica⁵³ estima que todas las centrales nucleares existentes habrán agotado su combustible nuclear, empleando la tecnología actual, en menos de 70 años. Dado el rango de escenarios para el desarrollo mundial de la energía nuclear, es probable que el suministro de uranio se agote en algún momento entre 2026 y 2070. Este pronóstico incluye el uso del combustible de mezcla de óxidos (MOX), una mezcla de uranio y plutonio.

53 'URANIUM 2003: REFUENTES, PRODUCTION AND DEMAND'

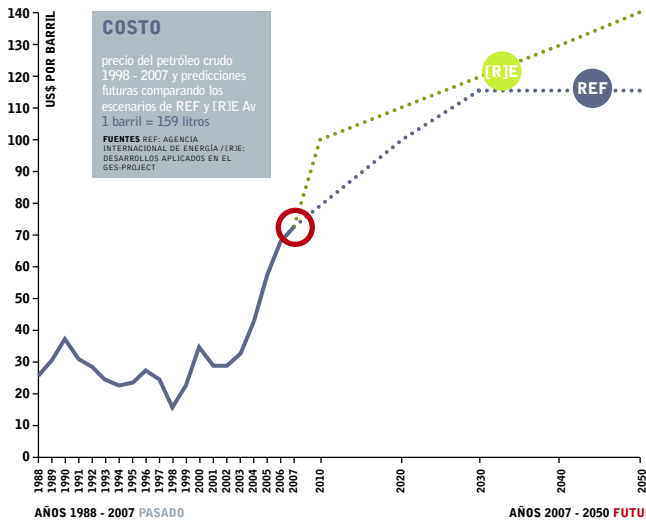
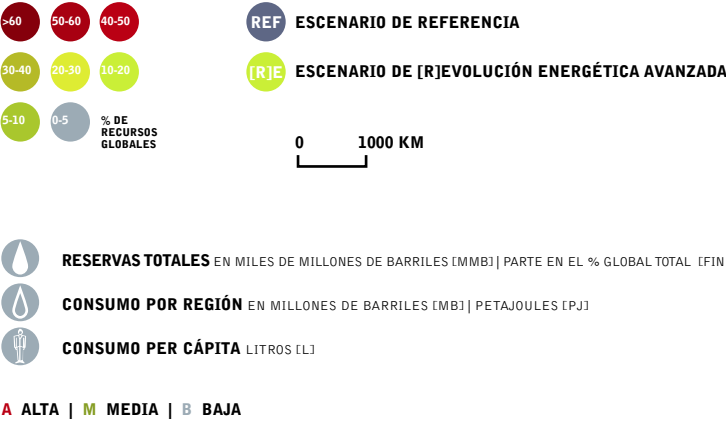
mapa 8.1: escenario de referencia y escenario de [r]evolución energética avanzada del petróleo
ESCENARIO MUNDIAL



RECURSO NO RENOVABLE

PETRÓLEO

LEYENDA



OCDE EUROPA

	REF		[R]E	
	TMB	%	TMB	%
2007	16,9	1,4%M	16,9	1,4%M
	MB	PJ	MB	PJ
	4.337	26.541	4.337	4.418
2007	3.590M	21.970M	722M	9.361M
2050				
	L		L	
	1.285		1.285	
2007	1.013M		204	
2050				

MEDIO ORIENTE

	REF		[R]E	
	TMB	%	TMB	%
2007	755,3A	61,0%A	755,3A	61,0%A
	MB	PJ	MB	PJ
	1.913	11.709	1.913	11.709
2007	3.574	21.871	569	3.482
2050				
	L		L	
	1.617		1.617	
2007	1.638		261	
2050				

CHINA

	REF		[R]E	
	TMB	%	TMB	%
2007	15,5	1,3%	15,5	1,3%
	MB	PJ	MB	PJ
	2.445	14.966	2.445	14.966
2007	7.946	48.629	1.881A	11.513A
2050				
	L		L	
	294		294	
2007	891		211M	
2050				

ECONOMÍAS DE TRANSICIÓN

	REF		[R]E	
	TMB	%	TMB	%
2007	87,6	10,1%B	87,6	10,1%B
	MB	PJ	MB	PJ
	1.605	9.826	1.605	9.826
2007	1.953B	11.955B	441B	2.701B
2050				
	L		L	
	748M		748M	
2007	1.057		239	
2050				

GLOBAL

	REF		[R]E	
	TMB	%	TMB	%
2007	1.199	100%	1.199	100%
	MB	PJ	MB	PJ
	25.477	155.919	25.477	155.919
2007	36.762	224.981	8.459	51.770
2050				
	L		L	
	623		623	
2007	637		147	
2050				

ÁFRICA

	REF		[R]E	
	TMB	%	TMB	%
2007	117,5M	9,5%	117,5M	9,5%
	MB	PJ	MB	PJ
	924	5.654	924	5.654
2007	1.667	10.202	689	4.214
2050				
	L		L	
	159		159	
2007	133L		55L	
2050				

INDIA

	REF		[R]E	
	TMB	%	TMB	%
2007	5,5	0,5%	5,5	0,5%
	MB	PJ	MB	PJ
	1.011B	6.187B	1.011	6.187
2007	3.669	22.455	1.169	7.152
2050				
	L		L	
	142B		142B	
2007	352		112	
2050				

PAÍSES DESARROLLADOS DE ASIA

	REF		[R]E	
	TMB	%	TMB	%
2007	14,8	1,2%	14,8	1,2%
	MB	PJ	MB	PJ
	1.656	10.136	1.656	10.136
2007	3.448	21.099	1.014	6.204
2050				
	L		L	
	270		270	
2007	365		107	
2050				

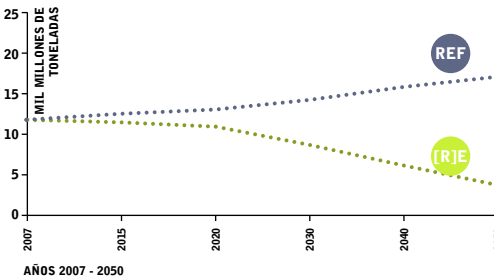
OCDE PACÍFICO

	REF		[R]E	
	TMB	%	TMB	%
2007	5,1B	0,4%	5,1B	0,4%
	MB	PJ	MB	PJ
	2.465M	15.089M	2.465	15.086
2007	1.724	10.552	458	2.805
2050				
	L		L	
	1.958		1.958	
2007	1.539		409A	
2050				

EMISIONES DE CO₂ DEL PETRÓLEO

comparación entre los escenarios de REF y el [R]E av 2007 - 2050 en mil millones de toneladas

FUENTE: GPI/REC

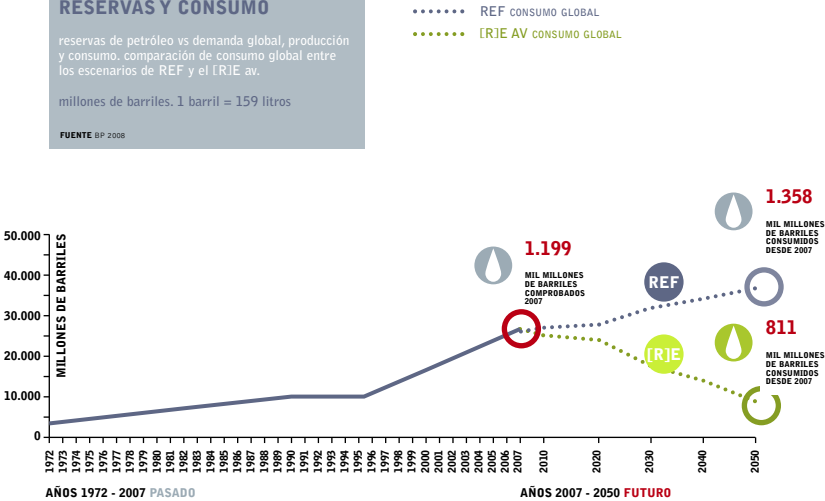


RESERVAS Y CONSUMO

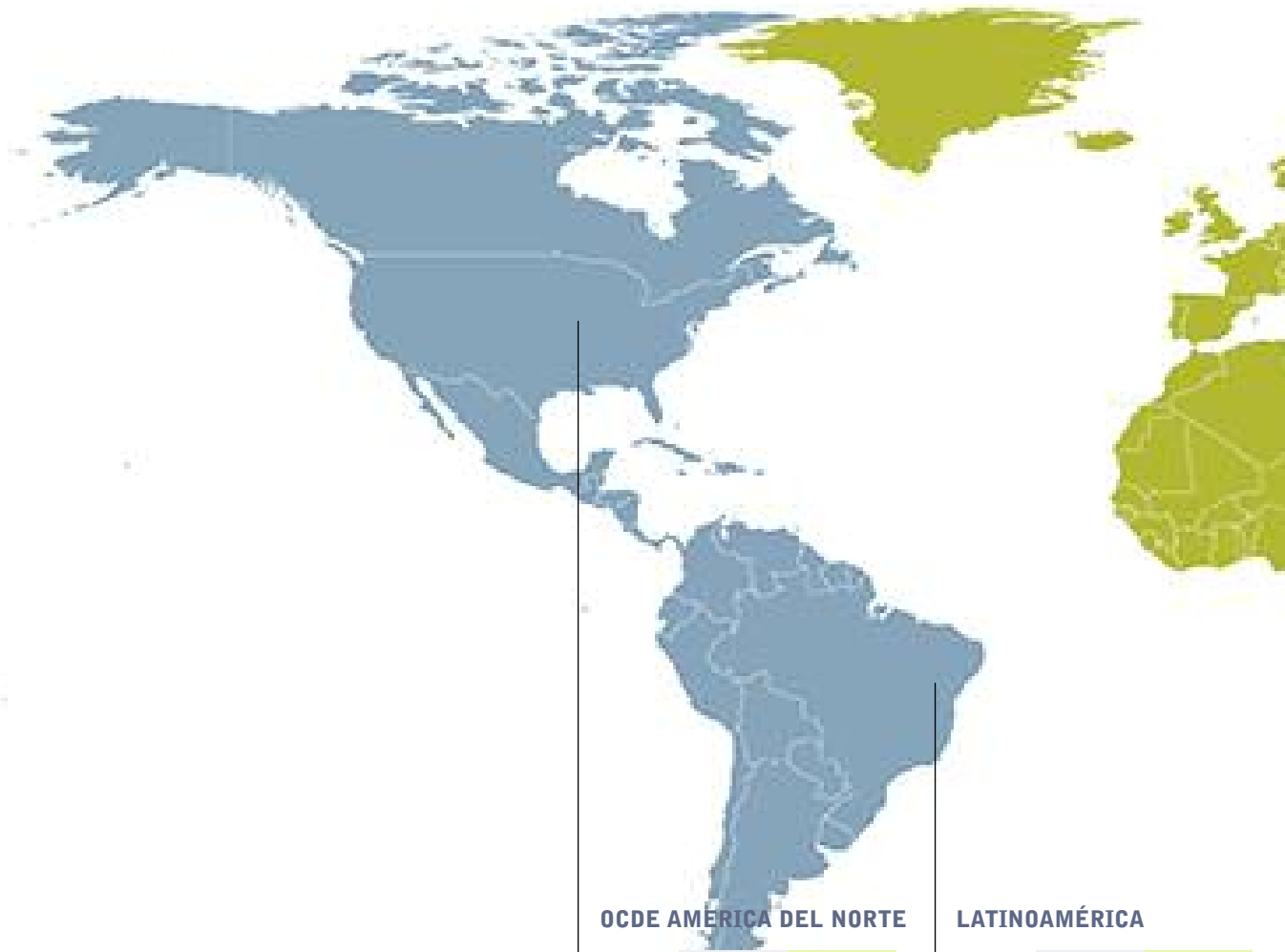
reservas de petróleo vs demanda global, producción y consumo. comparación de consumo global entre los escenarios de REF y el [R]E av.

millones de barriles. 1 barril = 159 litros

FUENTE: BP 2008



mapa 8.2: escenario de referencia y escenario de [r]evolución energética avanzada del gas
ESCENARIO MUNDIAL



OCDE AMERICA DEL NORTE

	REF		[R]E	
	tn m³	%	tn m³	%
2007	8,0	4,4%	8,0	4,4%
	bn m³	PJ	bn m³	PJ
2007	722A	27.435A	722A	27.435A
2050	767A	29.144A	71A	2.688A
	m³		m³	
2007	1.608		1.608	
2050	1.328		123	

LATINOAMÉRICA

	REF		[R]E	
	tn m³	%	tn m³	%
2007	7,7	4,3%	7,7	4,3%
	bn m³	PJ	bn m³	PJ
2007	117	4.465	117	4.465
2050	246M	9.358M	34	1.303
	m³		m³	
2007	254		254	
2050	410		57	

RECURSO NO RENOVABLE
GAS

LEYENDA

>50

40-50

30-40

20-30

10-20

5-10

0-5

% DE RECURSOS GLOBALES

REF

[R]E

ESCENARIO DE REFERENCIA
ESCENARIO DE [R]EVOLUCIÓN ENERGÉTICA AVANZADA

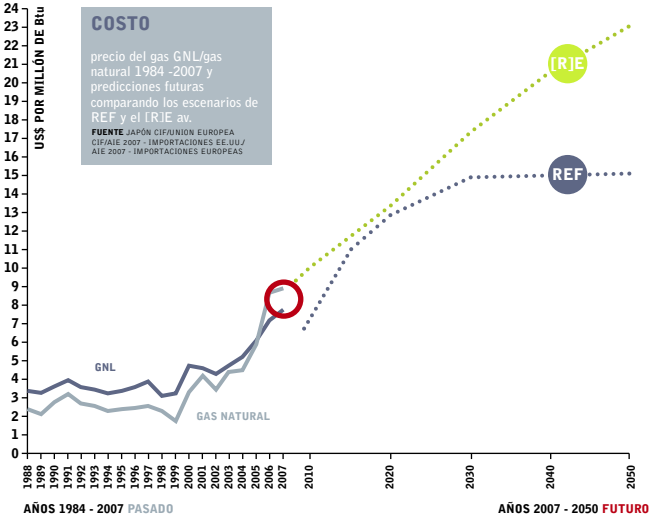
01000 KM

RESERVAS TOTALES EN BILLONES DE METROS CÚBICOS [BN M3] | PARTE EN EL % GLOBAL TOTAL [FIN DE 2007]

CONSUMO POR REGIÓN EN MILLONES DE METROS CÚBICOS [MILL M3] | PETAJOULES [PJ]

CONSUMO PER CÁPITA METROS CÚBICOS [m³]

A ALTA | M MEDIA | B BAJA



OCDE EUROPA

	REF		[R]E	
	tn m³	%	tn m³	%
2007	9,8	5,4%	9,8	5,4%
	bn m³	PJ	bn m³	PJ
2007	504	19.170	504	19.170
2050	644	24.469	69	2.613
	m³		m³	
2007	934		934	
2050	1.120M		120	

MEDIO ORIENTE

	REF		[R]E	
	tn m³	%	tn m³	%
2007	73,2A	40,4%A	73,2A	40,4%A
	bn m³	PJ	bn m³	PJ
2007	238M	9.056M	239	9.056
2050	685	26.034	74	2.805
	m³		m³	
2007	1.178		1.178	
2050	1.939		209M	

CHINA

	REF		[R]E	
	tn m³	%	tn m³	%
2007	1,9	1,0%	1,9	1,0%
	bn m³	PJ	bn m³	PJ
2007	71	2.716	71	2.716
2050	341	12.953	212	8.061
	m³		m³	
2007	54		54	
2050	239		149	

ECONOMÍAS DE TRANSICIÓN

	REF		[R]E	
	tn m³	%	tn m³	%
2007	53,3	29,4%	53,3	29,4%
	bn m³	PJ	bn m³	PJ
2007	638	24.225	638	24.225
2050	776	29.478	138	5.248
	m³		m³	
2007	1.874A		1.874A	
2050	2.496A		444A	

GLOBAL

	REF		[R]E	
	tn m³	%	tn m³	%
2007	181	100%	181	100%
	bn m³	PJ	bn m³	PJ
2007	2.759	104.846	2.759	104.846
2050	4.381	166.489	902	34.285
	m³		m³	
2007	424		424	
2050	478		99	

ÁFRICA

	REF		[R]E	
	tn m³	%	tn m³	%
2007	14,6M	8,0%M	14,6M	8,0%M
	bn m³	PJ	bn m³	PJ
2007	91	3.472	91	3.472
2050	167	6.338	65	2.456
	m³		m³	
2007	95		95	
2050	83		32L	

INDIA

	REF		[R]E	
	tn m³	%	tn m³	%
2007	1,1B	0,6%B	1,1B	0,6%B
	bn m³	PJ	bn m³	PJ
2007	37B	1.397B	37B	1.397B
2050	164B	6.227B	107M	4.075M
	m³		m³	
2007	32L		32L	
2050	102L		66	

PAÍSES DESARROLLADOS DE ASIA

	REF		[R]E	
	tn m³	%	tn m³	%
2007	8,6	4,8%	8,6	4,8%
	bn m³	PJ	bn m³	PJ
2007	184	6.998	184	6.998
2050	422	16.020	115	4.368
	m³		m³	
2007	182		182	
2050	278		76	

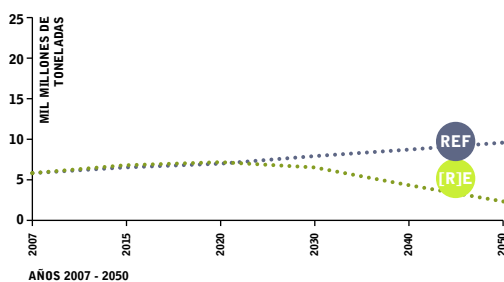
OCDE PACÍFICO

	REF		[R]E	
	tn m³	%	tn m³	%
2007	2,9	1,6%	2,9	1,6%
	bn m³	PJ	bn m³	PJ
2007	156	5.912	156	5.912
2050	170	6.467	18B	667B
	m³		m³	
2007	776M		776M	
2050	946		98	

EMISIONES DE CO₂ DEL GAS

comparación entre los escenarios de REF y [R]E 2007 - 2050 en mil millones de toneladas

FUENTE: GPUEREC

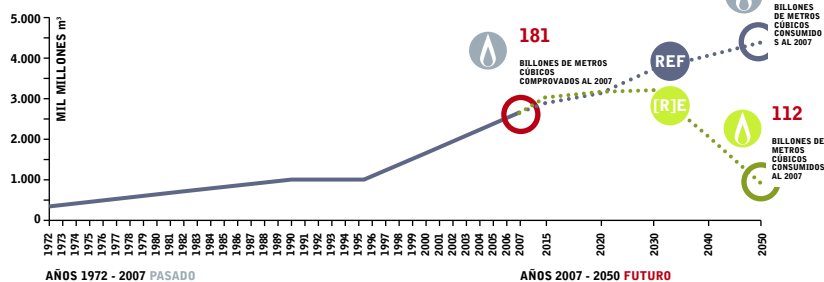


RESERVAS Y CONSUMO

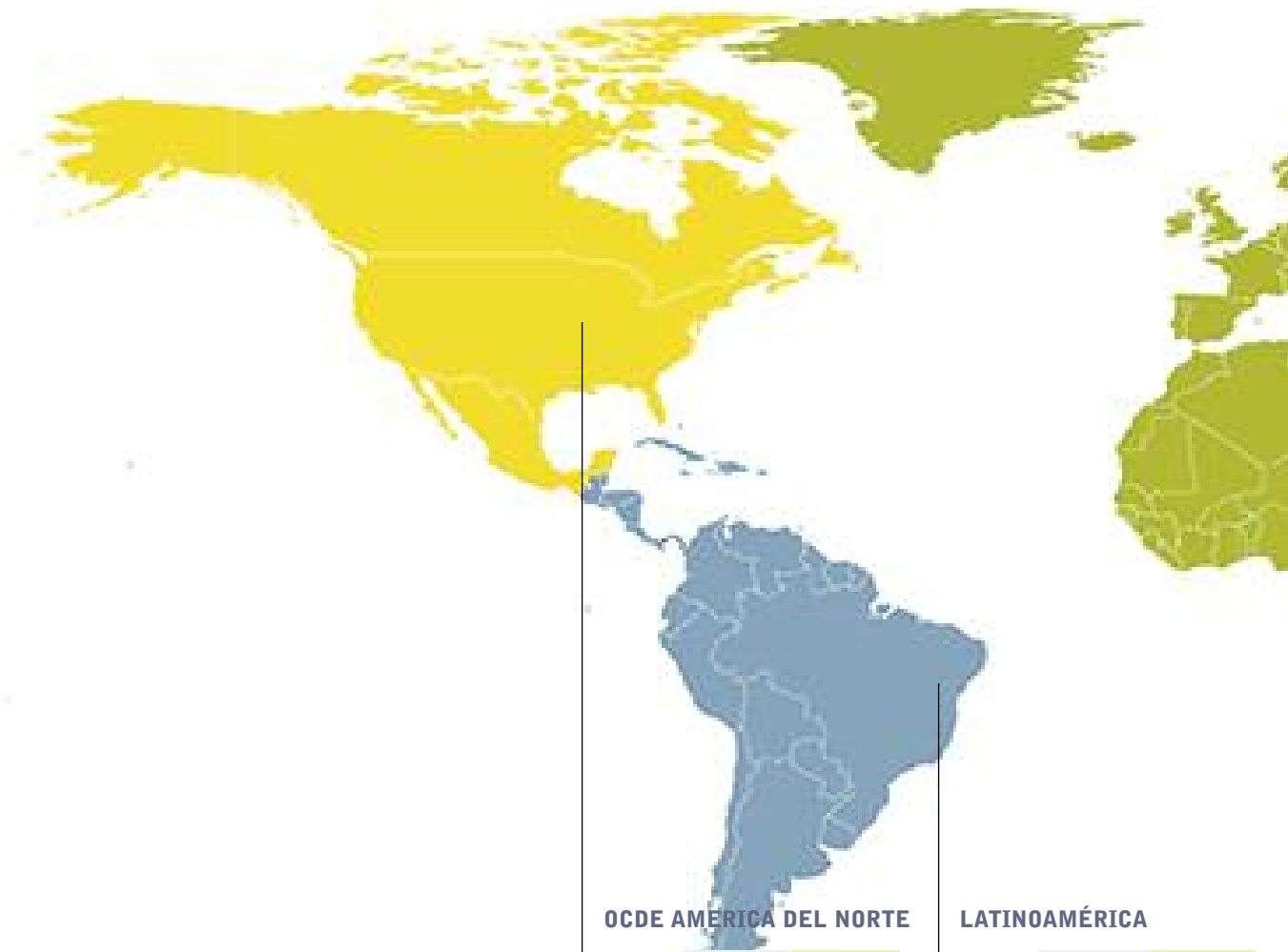
reservas de gas vs demanda global, producción y consumo. comparación de consumo global entre los escenarios de REF y el [R]E av.

mil millones de metros cúbicos

FUENTE: 1970-2008 BP, 2007-2050 GPUEREC



mapa 8.3: escenario de referencia y escenario de [r]evolución energética avanzada del carbón
ESCENARIO MUNDIAL



OCDE AMERICA DEL NORTE

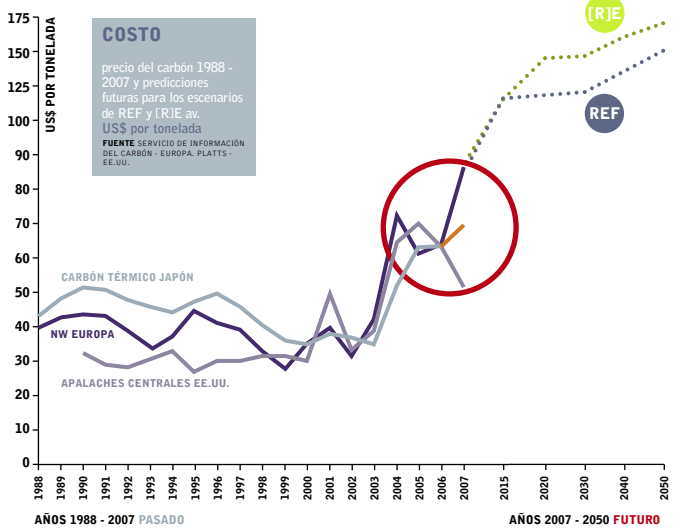
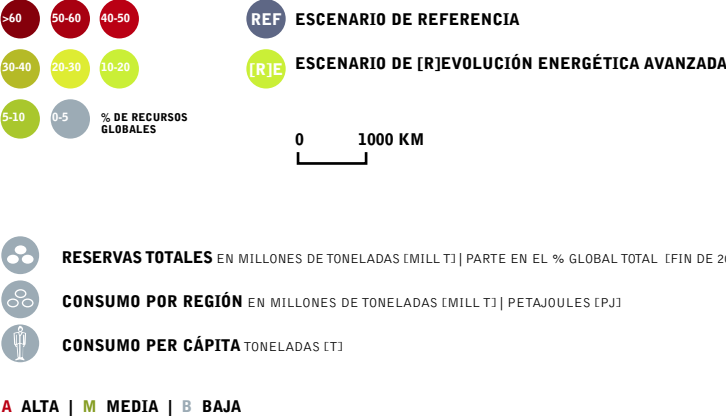
		REF		[R]E	
		mn t	%	mn t	%
	2007	250.510	29,6%	250.510	29,6%
		mn t	PJ	mn t	PJ
	2007	1.882	24.923	1.882	24.923
	2050	1.351	27.255	6	134
		t		t	
	2007	2,4		2,4	
	2050	2,0		0,0	

LATINOAMÉRICA

		REF		[R]E	
		mn t	%	mn t	%
	2007	16.276	1,9%	16.276	1,9%
		mn t	PJ	mn t	PJ
	2007	45	891	45	891
	2050	165	3.122	11	247
		t		t	
	2007	0,1		0,1	
	2050	0,2		0,0	

RECURSO NO RENOVABLE
CARBÓN

LEYENDA



OCDE EUROPA

	REF		[RJE]	
	mn t	%	mn t	%
2007	50.063	5,9%	50.063	5,9%
	mn t	PJ	mn t	PJ
2007	897	14.371	897	14.371
2050	710	11.899	10	231
	t		t	
2007	1,2		1,2	
2050	0,9		0,0	

MEDIO ORIENTE

	REF		[RJE]	
	mn t	%	mn t	%
2007	1.386	0,2%B	1.386	0,2%B
	mn t	PJ	mn t	PJ
2007	19B	437B	19	437
2050	91B	2.092B	1B	13
	t		t	
2007	0,0B		0,0	
2050	0,2B		0,0	

CHINA

	REF		[RJE]	
	mn t	%	mn t	%
2007	114.500	13,5%	114.500	13,5%
	mn t	PJ	mn t	PJ
2007	2.403A	55.333A	2.403	55.333
2050	4.148A	95.527A	218A	5.027A
	t		t	
2007	1,8		1,8	
2050	2,9A		0,2A	

ECONOMÍAS DE TRANSICIÓN

	REF		[RJE]	
	mn t	%	mn t	%
2007	222.183	26%	222.183	26%
	mn t	PJ	mn t	PJ
2007	532	9.003	532	9.003
2050	904	13.665	14	327
	t		t	
2007	1,1		1,1	
2050	1,9M		0,0	

GLOBAL

	REF		[RJE]	
	mn t	%	mn t	%
2007	846.496	100%	846.496	100%
	mn t	PJ	mn t	PJ
2007	7.319	135.890	7.319	135.890
2050	10.751	225.244	326	7.501
	t		t	
2007	0,9		0,9	
2050	1,1		0,0	

ÁFRICA

	REF		[RJE]	
	mn t	%	mn t	%
2007	49.605	5,9%	49.605	5,9%
	mn t	PJ	mn t	PJ
2007	188	4.330	188	4.330
2050	303	6.977	19	427
	t		t	
2007	0,2		0,2	
2050	0,2		0,0	

INDIA

	REF		[RJE]	
	mn t	%	mn t	%
2007	56.498	6,7%M	56.498	6,7%M
	mn t	PJ	mn t	PJ
2007	459	10.126	459	10.126
2050	1.692	36.709	37	851
	t		t	
2007	0,4		0,4	
2050	1,0		0,0	

PAÍSES DESARROLLADOS DE ASIA

	REF		[RJE]	
	mn t	%	mn t	%
2007	7.814	0,9%	7.814	0,9%
	mn t	PJ	mn t	PJ
2007	330	5.824	330	5.824
2050	868M	17.902	9	217
	t		t	
2007	0,3		0,3	
2050	0,5		0,0	

OCDE PACÍFICO

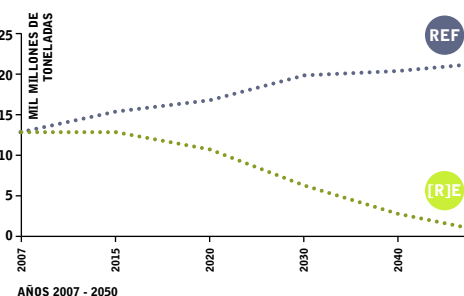
	REF		[RJE]	
	mn t	%	mn t	%
2007	77.661	9%	77.661	9%
	mn t	PJ	mn t	PJ
2007	565	10.652	565	10.652
2050	518	10.097	1B	27
	t		t	
2007	2,3		2,3	
2050	2,4		0,0	

EMISIONES DE CO₂ DEL CARBÓN

comparación entre los escenarios de REF y [RJE] av. 2007 - 2050

en mil millones de toneladas

FUENTE: GPURREC

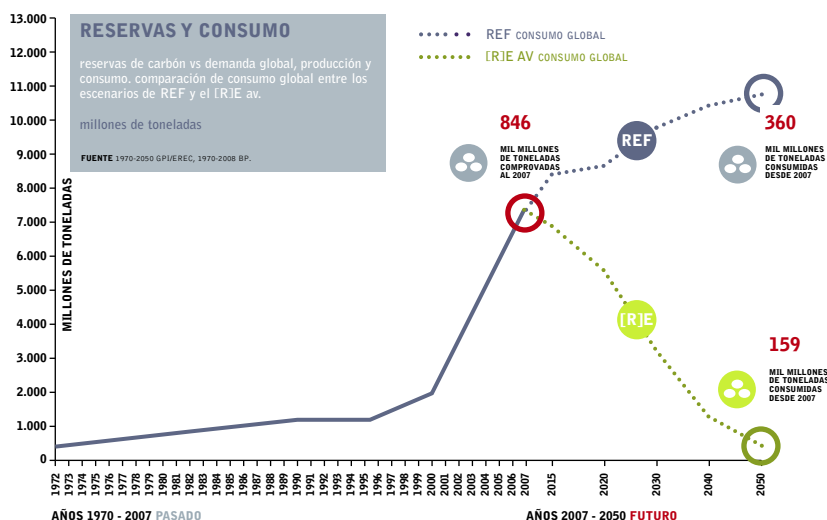


RESERVAS Y CONSUMO

reservas de carbón vs demanda global, producción y consumo. comparación de consumo global entre los escenarios de REF y el [RJE] av.

millones de toneladas

FUENTE: 1970-2050 GPURREC, 1970-2008 BP.



mapa 8.4: escenario de referencia y escenario de [r]evolución energética avanzada nuclear
ESCENARIO MUNDIAL



OCDE AMERICA DEL NORTE

		REF		[R]E	
		t	%	t	%
	2007	680.109	21,5%	680.109	21,5%
	2050	941A		NUCLEAR POWER PHASED OUT BY 2040	
	2007	10.260A		10.260A	
	2050	13.735A		0	
	2007	2.094A		2.094A	
	2050	2.181		0	

LATINOAMÉRICA

		REF		[R]E	
		t	%	t	%
	2007	95.045	3%	95.045	3%
	2050	60		PHASED OUT BY 2030	
	2007	214		214	
	2050	655		0	
	2007	42		42	
	2050	100		0	

RECURSO NO RENOVABLE

NUCLEAR

LEYENDA

>30

20-30

10-20

5-10

0-5

% DE RECURSOS GLOBALES

REF

ESCENARIO DE REFERENCIA

[R]E

ESCENARIO DE [R]EVOLUCIÓN ENERGÉTICA AVANZADA

0

1000 KM

RESERVAS TOTALES EN TONELADAS [T] | PARTE EN EL % GLOBAL TOTAL (FIN DE 2007)

GENERACIÓN POR REGIÓN TERAWATIO HORA [TWH]

CONSUMO POR REGIÓN PETAJIOULE [PJ]

CONSUMO PER CÁPITA KILOVATIO HORA [KWH]

A

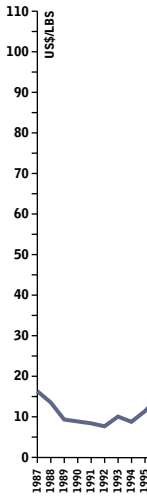
M

B

ALTA

MEDIA

BAJA



OCDE EUROPA

	REF		[R]E	
	t	%	t	%
 2007	56.445	1,8%	56.445	1,8%
	TWh		TWh	
 2007	925			
 2050	635M		PHASED OUT BY 2030	
	PJ		PJ	
 2007	10.096		10.096	
 2050	6.927M		0	
	kWh		kWh	
 2007	1.714		1.714	
 2050	1.105M		0	

MEDIO ORIENTE

	REF		[R]E	
	t	%	t	%
 2007	370B	0%B	370L	0%B
	TWh		TWh	
 2007	0B		NO NUCLEAR ENERGY DEVELOPMENT	
 2050	14B			
	PJ		PJ	
 2007	0B		0B	
 2050	153B		0	
	kWh		kWh	
 2007	0B		0B	
 2050	40		0	

CHINA

	REF		[R]E	
	t	%	t	%
 2007	35.060	1,1%	35.060	1,1%
	TWh		TWh	
 2007	62		NUCLEAR POWER PHASED OUT BY 2045	
 2050	817			
	PJ		PJ	
 2007	678		678	
 2050	8.913		0	
	kWh		kWh	
 2007	47		47	
 2050	573		0	

ECONOMÍAS DE TRANSICIÓN

	REF		[R]E	
	t	%	t	%
 2007	1.043.687A	32,9%A	1.043.687A	32,9%A
	TWh		TWh	
 2007	293M		NUCLEAR POWER PHASED OUT BY 2045	
 2050	463			
	PJ		PJ	
 2007	3.197M		3.197M	
 2050	5.051		0	
	kWh		kWh	
 2007	861M		861M	
 2050	1.490		0	

GLOBAL

	REF		[R]E	
	t	%	t	%
 2007	3.169.238	100%	3.169.238	100%
	TWh		TWh	
 2007	2.719		NUCLEAR POWER PHASED OUT BY 2045	
 2050	4.413			
	PJ		PJ	
 2007	29.664		29.664	
 2050	48.142		0	
	kWh		kWh	
 2007	418		418	
 2050	481		0	

ÁFRICA

	REF		[R]E	
	t	%	t	%
 2007	470.312M	14,8%M	470.312M	14,8%M
	TWh		TWh	
 2007	11		NUCLEAR POWER PHASED OUT BY 2025	
 2050	45			
	PJ		PJ	
 2007	123		123	
 2050	491		0	
	kWh		kWh	
 2007	12		12	
 2050	23B		0	

INDIA

	REF		[R]E	
	t	%	t	%
 2007	40.980	1,3%	40.980	1,3%
	TWh		TWh	
 2007	17		NUCLEAR POWER PHASED OUT BY 2045	
 2050	172			
	PJ		PJ	
 2007	183		183	
 2050	1.876		0	
	kWh		kWh	
 2007	17		17	
 2050	172		0	

PAÍSES DESARROLLADOS DE ASIA

	REF		[R]E	
	t	%	t	%
 2007	5.630	0,2%	5.630	0,2%
	TWh		TWh	
 2007	44		NUCLEAR POWER PHASED OUT BY 2045	
 2050	80			
	PJ		PJ	
 2007	476		476	
 2050	873		0	
	kWh		kWh	
 2007	43		43	
 2050	53		0	

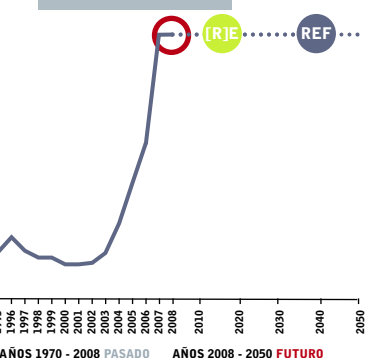
OECD PACIFIC

	REF		[R]E	
	t	%	t	%
 2007	741.600	23,4%	741.600	23,4%
	TWh		TWh	
 2007	407		NUCLEAR POWER PHASED OUT BY 2045	
 2050	868			
	PJ		PJ	
 2007	4.437		4.437	
 2050	9.469		0	
	kWh		kWh	
 2007	2.030		2.030	
 2050	4.827A		0	

COSTO

precio de la torta amarilla 1987 2008 y predicciones futuras comparando los escenarios REF y [R]E av. toneladas

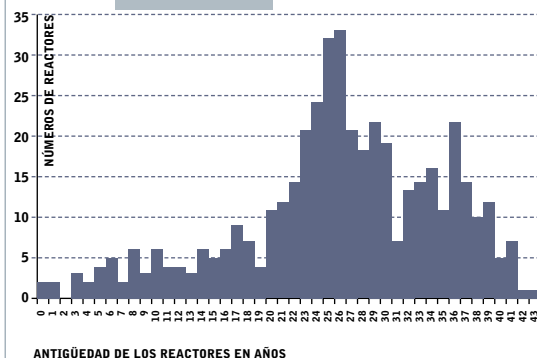
FUENTES AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA; DESARROLLOS APLICADOS EN EL GES-PROJECT.



REACTORES

antigüedad y cantidad de reactores mundiales

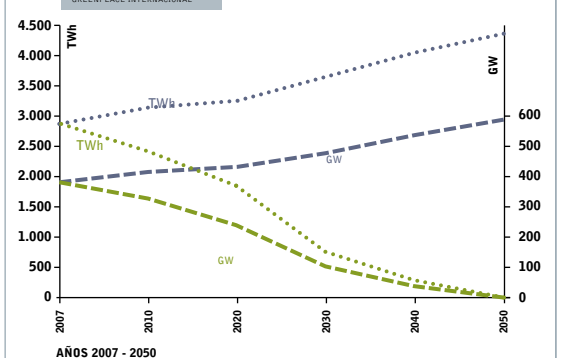
FUENTES AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA



PRODUCCIÓN

generación nuclear versus capacidad instalada comparando entre los escenarios de REF y [R]E av. TWh y GW

FUENTES GREENPEACE INTERNACIONAL



8.5 energía renovable

La naturaleza ofrece una variedad de opciones libremente disponibles para producir energía. Su explotación es, principalmente, una cuestión de cómo convertir la luz solar, el viento, la biomasa o el agua en electricidad, calor o energía tan eficiente, sustentable y rentable como sea posible.

En promedio, la energía del sol que llega a la tierra es de alrededor de un kilowatt por metro cuadrado en todo el mundo. Según la Asociación para la Investigación sobre Energía Solar, la energía está brotando de fuentes renovables a un ritmo 2.850 veces mayor de lo necesario en el mundo. En un día, la luz del sol que llega a la tierra produce suficiente energía para satisfacer los actuales requerimientos energéticos mundiales durante ocho años. A pesar de que sólo un porcentaje de ese potencial es técnicamente accesible, esto es suficiente para proporcionar casi seis veces más energía de lo que el mundo requiere actualmente.

Sin embargo, antes de pasar a la parte que pueden desempeñar las energías renovables en la gama de escenarios en este informe, vale la pena comprender los límites superiores de su potencial. Para empezar, el potencial técnico total de la energía renovable (la cantidad que puede ser producida teniendo en cuenta los recursos primarios, las limitaciones socio-geográficas y las pérdidas técnicas en el proceso de conversión) es enorme y varias veces mayor a la demanda energética total actual. Las evaluaciones del potencial técnico global varían significativamente de 2.477 Exajoules por año (EJ/a) (Nitsch 2004) hasta 15.857 EJ/a (UBA 2009). Basados en la demanda mundial de energía primaria en 2007 (IEA 2009) de 503 EJ/a, el potencial técnico total de las fuentes de energía renovable en el límite superior superaría a la demanda 32 veces. Sin embargo, las barreras para el crecimiento de las tecnologías de energía renovable pueden provenir de limitaciones económicas, políticas y de infraestructura. Es por esto que el potencial técnico nunca se alcanzará en su totalidad.

La evaluación a largo plazo de los potenciales técnicos está sujeta a varias incertidumbres. La distribución de los recursos teóricos, como la velocidad del viento en el mundo o la productividad de los cultivos energéticos, no siempre es bien analizada. La disponibilidad geográfica está sujeta a variaciones, como podría ser un cambio en el uso del suelo, decisiones de planificación futuras en las que ciertas tecnologías son permitidas y la accesibilidad de los recursos, por ejemplo, la energía geotérmica subterránea. Alcanzar el rendimiento técnico puede llevar más tiempo de lo previsto. También existen incertidumbres en cuanto a la consistencia de los datos aportados en estudios y los supuestos subyacentes a menudo no son explicados en detalle.

El meta estudio realizado por la DLR (Agencia Aeroespacial Alemana), el Wuppertal Institute y Ecofys, encargado por la Agencia Federal de Medio Ambiente Alemana, proporciona un panorama completo del potencial técnico de las energías renovables, por tecnología y por región del mundo⁵⁴. Este estudio analizó diez investigaciones principales de los potenciales globales y regionales realizados por organizaciones como el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo y una serie de instituciones académicas. Cada una de las principales fuentes de energía renovable fue evaluada, con especial atención al efecto de las limitaciones ambientales sobre su potencial total. El estudio proporciona datos para los años 2020, 2030 y 2050 (ver Tabla 7.3).

La complejidad del cálculo de los potenciales de la energía renovable es particularmente grande debido a que estas tecnologías son relativamente jóvenes y su explotación implica cambios en el modo en que la energía es generada y distribuida. Mientras que el cálculo de los potenciales teóricos y geográficos sólo tiene unos pocos parámetros dinámicos, el potencial técnico depende de una serie de incertidumbres.

definición de los tipos de potencial de los recursos energéticos⁵⁵

potencial teórico El potencial teórico identifica el límite físico superior de la energía disponible de una cierta fuente. Para la energía solar, por ejemplo, éste sería el total de radiación solar que cae sobre una superficie determinada.

potencial de conversión Esto se deriva de la eficiencia anual de la respectiva tecnología de conversión. Por lo tanto no es un valor estrictamente definido, ya que la eficiencia de una tecnología en particular depende del progreso tecnológico.

potencial técnico Tiene en cuenta las restricciones adicionales con respecto a la superficie, en términos realistas, que está disponible para la generación de energía. Las restricciones tecnológicas, estructurales y ecológicas, así como también los requisitos legales, son tenidos en cuenta.

potencial económico La proporción del potencial técnico que puede ser utilizado económicamente. Para la biomasa, por ejemplo, se incluyen aquellas cantidades que pueden ser explotadas económicamente en competencia con otros productos y usos de la tierra.

potencial sustentable Esto limita el potencial de una fuente de energía basado en una evaluación de factores ambientales y socioeconómicos.

figura 8.1: recursos energéticos mundiales



fuelle WBGU

⁵⁴ DLR, WUPPERTAL INSTITUTE, ECOFYS, "ROLE AND POTENTIAL OF RENEWABLE ENERGY AND ENERGY EFFICIENCY FOR GLOBAL ENERGY SUPPLY", ENCARGADO POR LA AGENCIA FEDERAL ALEMANA AMBIENTAL, FKZ 3707 41 108, MARZO 2009.

⁵⁵ WBGU (CONSEJO CONSULTOR ALEMÁN SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO).

imagen INSTALACION FOTOVOLTAICA EN SOLON AG EN ARNSTEIN EN DONDE FUNCIONAN 1500 "SEGUIDORES" SOLARES HORIZONTALES Y VERTICALES . ES EL MAYOR CENTRO DE SEGUIMIENTO SOLAR EN EL MUNDO. CADA "SEGUIDOR" PUEDE SER COMPRADO COMO UNA INVERSIÓN PRIVADA A SAG SOLARSTROM AG, BAYERN, ALEMANIA.

imagen PARQUE EÓLICO CERCA DE DAHME. AEROGENERADORES EN LA NIEVE OPERADOS POR VESTAS.



tabla 8.3: potencial técnico de la energía renovable por tecnología para 2020, 2030 y 2050

	POTENCIAL TÉCNICO ENERGÍA ELÉCTRICA EJ/A							POTENCIAL TÉCNICO CALOR EJ/A	POTENCIAL TÉCNICO ENERGÍA PRIMARIA EJ/A		TOTAL	
	SOLAR CSP	SOLAR FV	HIDRO ELEC.	EÓLICA ON- SHORE	EÓLICA OFF- SHORE	OCEÁNICA	GEO- THERMAL ELEC.	GEOTERMAL USO DIRECTO	SOLAR CAL. AGUA	BIOMASA RESIDUOS		BIOMASA CULTIVOS ENERGÉTICOS
Mundial 2020	1.125,9	5.156,1	47,5	368,6	25,6	66,2	4,5	498,5	113,1	58,6	43,4	7.505
Mundial 2030	1.351,0	6.187,3	48,5	361,7	35,9	165,6	13,4	1.486,6	117,3	68,3	61,1	9.897
Mundial 2050	1.688,8	8.043,5	50,0	378,9	57,4	331,2	44,8	4.955,2	123,4	87,6	96,5	15.857
Demanda energética mundial 2007: 502,9 EJ/a*												
Potencial técnico en 2050 versus demanda energética primaria mundial en 2007	3,4	16,0	0,1	0,8	0,1	0,7	0,1	9,9	0,2	0,2	0,2	32

fuentes DLR, WUPPERTAL INSTITUTE, ECOFYS; ROLE AND POTENTIAL OF RENEWABLE ENERGY AND ENERGY EFFICIENCY FOR GLOBAL ENERGY SUPPLY; ENCARGADO POR LA AGENCIA AMBIENTAL FEDERAL ALEMANA FKZ 3707 41 108, MARZO 2009; POTENTIAL VERSUS ENERGY DEMAND: S. TESKE
a IEA 2009

Por ejemplo, un avance tecnológico podría tener un impacto dramático, cambiando la evaluación de potencial técnico en un plazo de tiempo muy corto. Considerando la enorme dinámica del desarrollo tecnológico, muchos de los estudios existentes están basados en información desactualizada. Por lo tanto, las estimaciones en el estudio de DLR podrían ser actualizadas utilizando datos más recientes, por ejemplo, el aumento significativo de la capacidad promedio de turbinas eólicas y de la producción, lo que incrementaría aún más los potenciales técnicos.

Teniendo en cuenta los grandes recursos sin explotar que existen, e incluso sin haber llegado a los límites del desarrollo pleno de las diversas tecnologías, se puede concluir que el potencial técnico no es un factor limitante para la expansión de la generación de energía renovable.

No será necesario explotar todo el potencial técnico, sin embargo, esto podrá hacerse sin problemas. La implementación de las energías renovables debe respetar los criterios de sustentabilidad a fin de alcanzar un suministro energético sano en el futuro. La aceptación pública es crucial, especialmente teniendo en cuenta que el carácter descentralizado de muchas tecnologías de energía renovable hará que pasen a funcionar más cerca de los consumidores. Sin la aceptación pública, la expansión del mercado será difícil o incluso imposible. Por ejemplo, el uso de la biomasa se ha vuelto polémico en los últimos años, puesto que se considera que compite con otros usos del suelo, con la producción de alimentos o la conservación de la naturaleza. Los criterios de sustentabilidad tendrán una enorme influencia sobre la capacidad de la bioenergía para jugar un rol principal en el suministro energético futuro.

El potencial técnico de las fuentes de energía renovable de todo el mundo es tan importante como su potencial de mercado. Este término es a menudo utilizado de formas diferentes. La interpretación general es que el potencial de mercado significa la cantidad total de energía renovable que puede ser implementada en el mercado teniendo en cuenta la demanda de energía, las tecnologías competitivas, cualquier subsidio disponible así como también los costos actuales y futuros de las fuentes de energía renovable. Por lo tanto, el potencial de mercado puede ser, en teoría, mayor que el potencial económico. Sin embargo, para ser realistas, los análisis de potencial de mercado tienen que tener en cuenta el comportamiento de los agentes económicos privados en determinadas condiciones prevaletentes, que son, por supuesto, establecidas en parte por las autoridades públicas. El marco de la política energética en un país o región en particular tendrá un profundo impacto en la expansión de las energías renovables.

8.5.1 potencial global de la biomasa sustentable

Como parte de la investigación de fondo para el escenario de la [r]evolución energética, Greenpeace encargó al Centro Alemán de Investigación sobre Biomasa, ex Instituto para la Energía y el Medio Ambiente, que investigue el potencial global para los cultivos energéticos hasta el 2050. Además, la información ha sido recopilada de estudios científicos sobre el potencial global y de datos derivados de técnicas sensoriales remotas de vanguardia, como las imágenes satelitales. Un resumen de las conclusiones del informe se indican a continuación, las referencias pueden encontrarse en el informe completo⁵⁶.

8.5.2 evaluación de los estudios del potencial de la biomasa

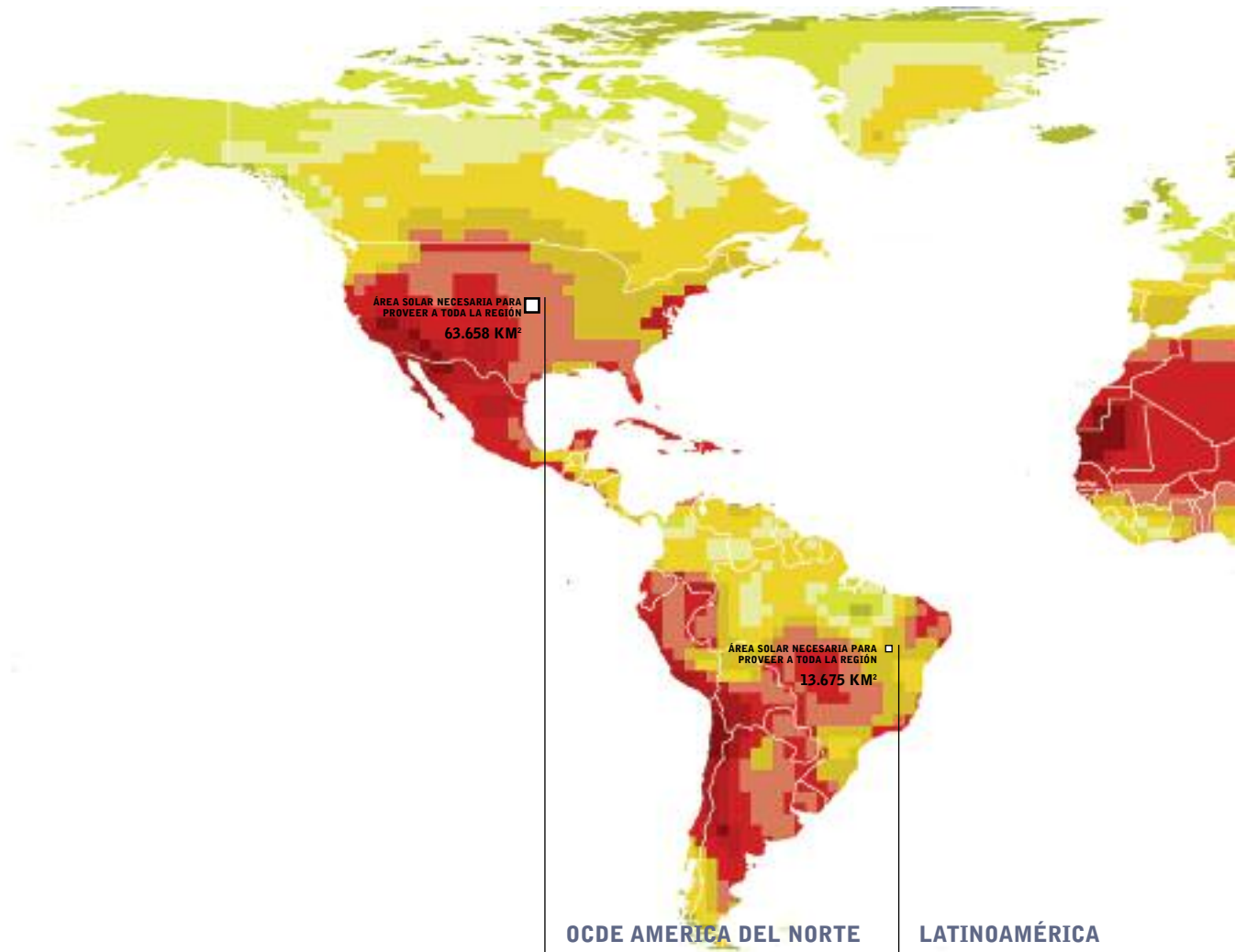
Varios estudios han examinado históricamente el potencial de la bioenergía y han alcanzado resultados muy diferentes. Compararlos entre ellos es difícil porque utilizan diferentes definiciones para las diversas fracciones del recurso de la biomasa. El problema es particularmente significativo en relación a la biomasa derivada de los bosques. La mayor parte de la investigación se ha focalizado casi exclusivamente en los cultivos energéticos, ya que su desarrollo es considerado más importante para satisfacer la demanda de bioenergía. El resultado es que el potencial de la utilización de los residuos forestales (madera sobrante después de la cosecha) es a menudo subestimado.

Se han examinado los datos de 18 estudios, con especial concentración en aquellos que informan el potencial de los residuos de biomasa. Entre éstos había diez evaluaciones integrales con documentación más o menos detallada acerca de la metodología. La mayoría se enfoca en el potencial a largo plazo, para 2050 y 2100. Hay poca información disponible para 2020 y 2030. La mayoría de los estudios fueron publicados en los últimos diez años. La Figura 7.2 muestra las variaciones en el potencial por tipo de biomasa según los diferentes estudios.

Al contemplar la contribución de los diferentes tipos de material al potencial total de la biomasa, la mayoría de los estudios concuerda en que el recurso más prometedor es el de los cultivos energéticos de las plantaciones dedicadas. Sin embargo, sólo seis dan un desglose regional y sólo unos pocos cuantifican todos los tipos de residuos por separado. Cuantificar el potencial de las fracciones menores, tales como los residuos animales o los residuos orgánicos es difícil, ya que la información es relativamente pobre.

56 SEIDENBERGER T., THRÄN D., OFFERMANN R., SEYFERT U., BUCHHORN M. AND ZEDDIES J. (2008). GLOBAL BIOMASS POTENTIALS. INVESTIGATION AND ASSESSMENT OF DATA. REMOTE SENSING IN BIOMASS POTENTIAL RESEARCH. COUNTRY SPECIFIC ENERGY CROP POTENTIAL. GERMAN BIOMASS RESEARCH CENTRE (DBFZ). PARA GREENPEACE INTERNATIONAL. 137 P.

mapa 8.5: escenario de referencia y escenario de [r]evolución energética avanzada de energía solar
ESCENARIO MUNDIAL



OCDE AMERICA DEL NORTE

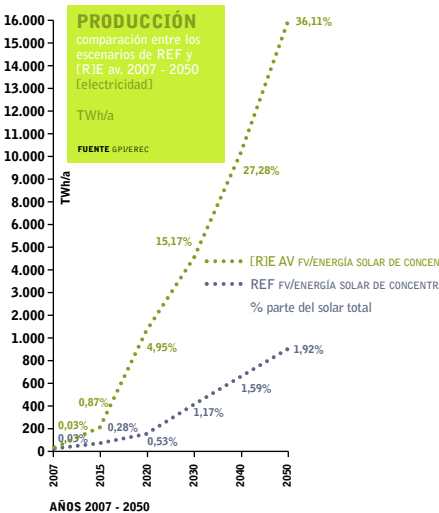
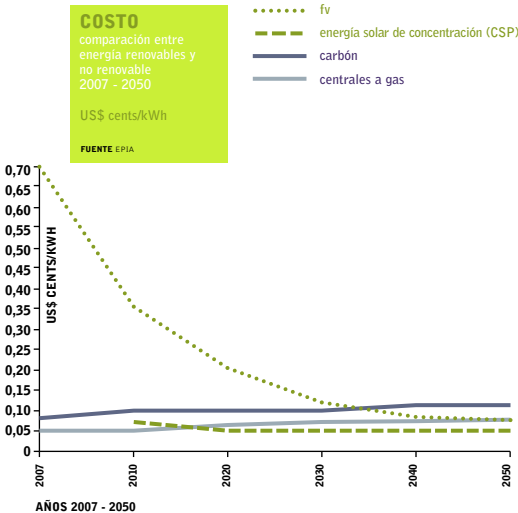
LATINOAMÉRICA

	REF	[R]E
	%	PJ
2007	0,06M	64A
2050	1,04M	1.343
	kWh	kWh
2007	40	25M
2050	646	17.683

	REF	[R]E
	%	PJ
2007	0,03	6
2050	0,52	214
	kWh	kWh
2007	4	14B
2050	99	3.799B

RECURSO RENOVABLE SOLAR

LEYENDA



OCDE EUROPA

	REF		[R]E	
	%	PJ	%	PJ
☀️ 2007	0,09M	70		
☀️ 2050	1,42A	1.173	23	10.680
	kWh		kWh	
👤 2007	36M			
👤 2050	567		5.160M	

MEDIO ORIENTE

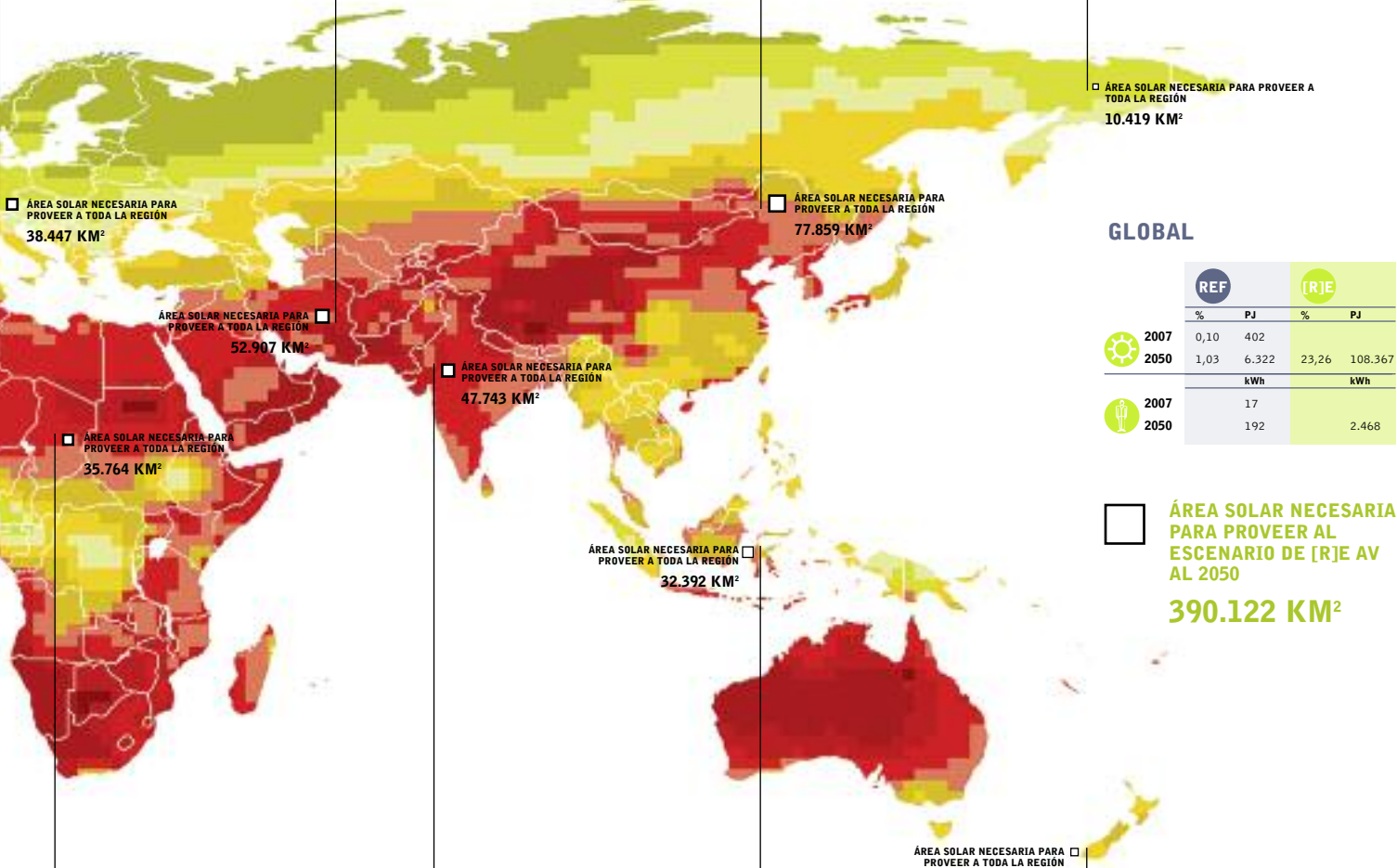
	REF		[R]E	
	%	PJ	%	PJ
☀️ 2007	0,17A	36		
☀️ 2050	0,62	319	53A	14.696
	kWh		kWh	
👤 2007	50A			
👤 2050	251		11.552A	

CHINA

	REF		[R]E	
	%	PJ	%	PJ
☀️ 2007	0,22B	182B		
☀️ 2050	0,95	1.754A	20	21.628A
	kWh		kWh	
👤 2007	38			
👤 2050	342M		4.213	

ECONOMÍAS DE TRANSICIÓN

	REF		[R]E	
	%	PJ	%	PJ
☀️ 2007	0,01B	2		
☀️ 2050	0,10B	63B	8,34	2.894
	kWh		kWh	
👤 2007	2			
👤 2050	56		2.586	



ÁFRICA

	REF		[R]E	
	%	PJ	%	PJ
☀️ 2007	0,00	1		
☀️ 2050	0,94	405	28	9.934
	kWh		kWh	
👤 2007	0,2			
👤 2050	56B		1.380	

INDIA

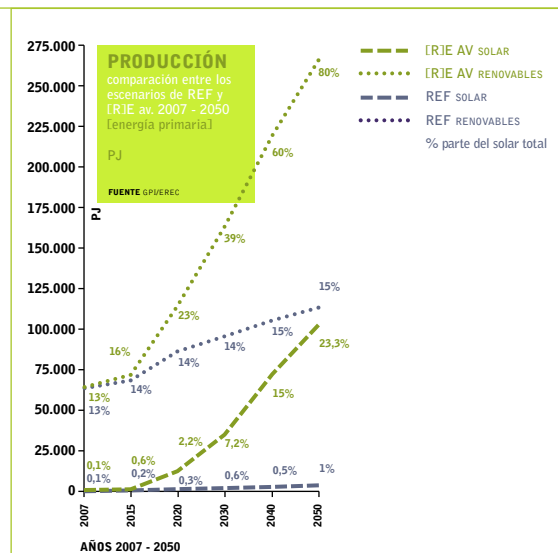
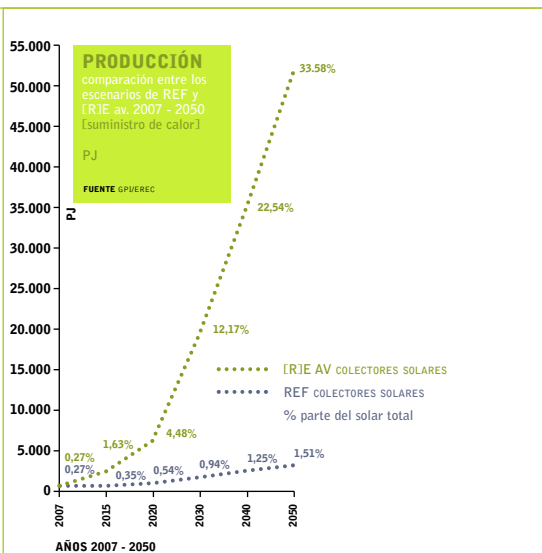
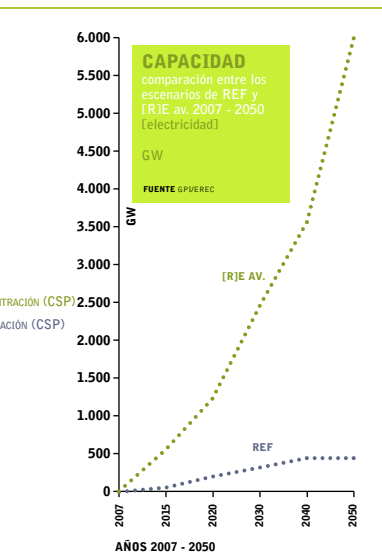
	REF		[R]E	
	%	PJ	%	PJ
☀️ 2007	0,02B	6B		
☀️ 2050	0,23	182	24	13.262M
	kWh		kWh	
👤 2007	1			
👤 2050	31		2.282	

RESTO DE ASIA

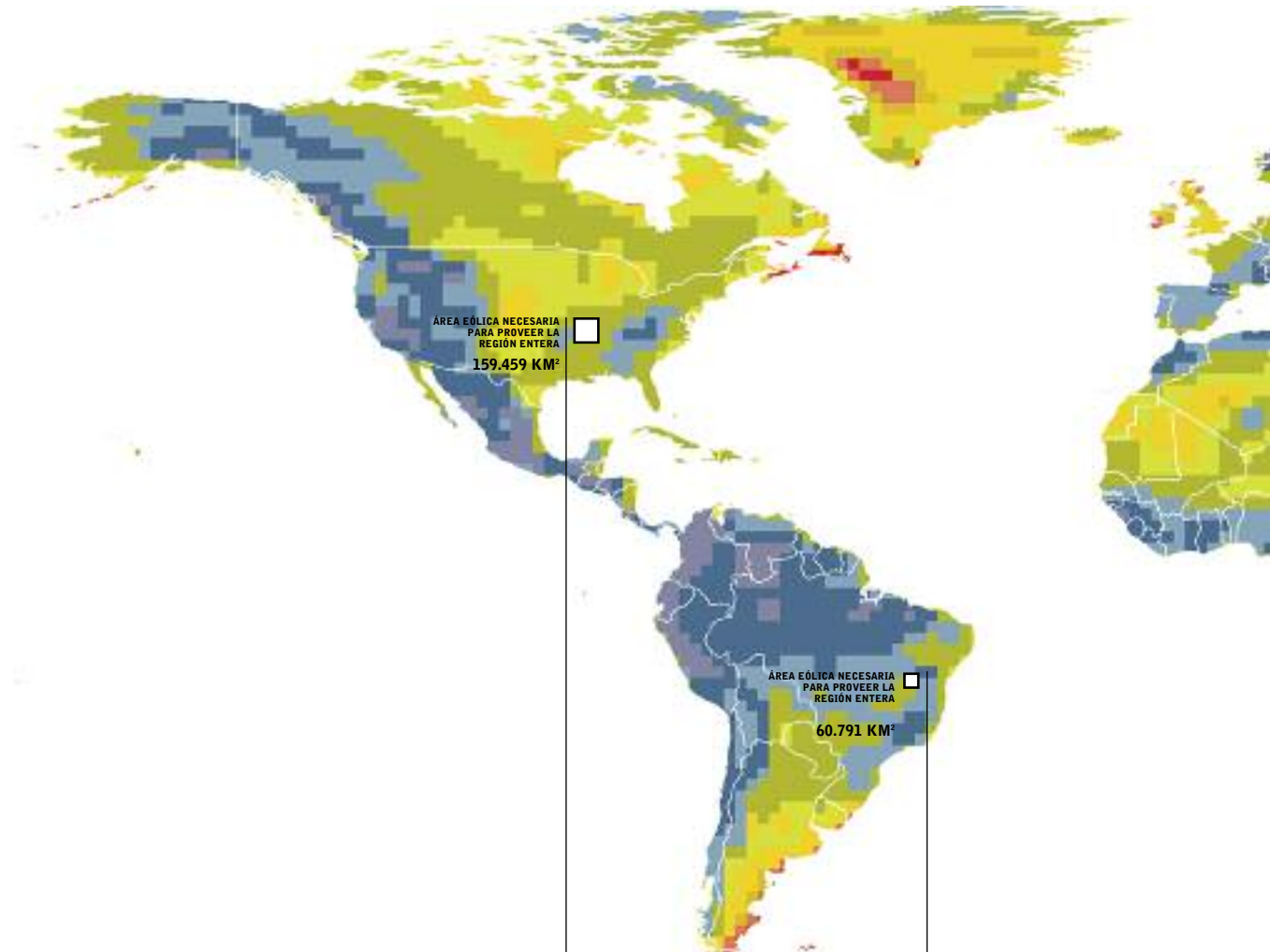
	REF		[R]E	
	%	PJ	%	PJ
☀️ 2007	0,01B	4B		
☀️ 2050	0,58	405	22	8.998
	kWh		kWh	
👤 2007	1B			
👤 2050	74		1.649B	

OCDE PACÍFICO

	REF		[R]E	
	%	PJ	%	PJ
☀️ 2007	0,08	30M		
☀️ 2050	1,14	466M	23	4.794
	kWh		kWh	
👤 2007	42			
👤 2050	719A		7.405	



mapa 8.6: escenario de referencia y escenario de [r]evolución energética avanzada de energía eólica
ESCENARIO MUNDIAL



OCDE AMERICA DEL NORTE

	REF		[R]E	
	%	PJ	%	PJ
2007	0,12M	136		
2050	1,71	2.210	11,11	7.805A
	kWh		kWh	
2007	84			
2050	1.064		3.755	

LATINOAMÉRICA

	REF		[R]E	
	%	PJ	%	PJ
2007	0,02	3		
2050	0,65	266	10,54	2.878
	kWh		kWh	
2007	2			
2050	123		1.332	

RECURSO RENOVABLE

EÓLICA

LEYENDA

>11

10-11

9-10

8-9

7-8

6-7

5-6

4-5

3-4

1-2

0-1

VELOCIDAD DEL VIENTO
PROMEDIO EN METROS
POR SEGUNDO
FUENTE DLR

REF

ESCENARIO DE REFERENCIA

[R]E

ESCENARIO DE [R]EVOLUCIÓN ENERGÉTICA AVANZADA

01000 KM

PRODUCCIÓN POR REGIÓN % DE LA PARTE MUNDIAL | PETAJOULES [PJ]

PRODUCCIÓN PER CÁPITA KILOVATIO HORA [kWh]

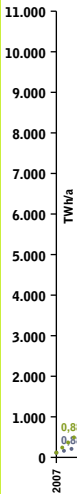
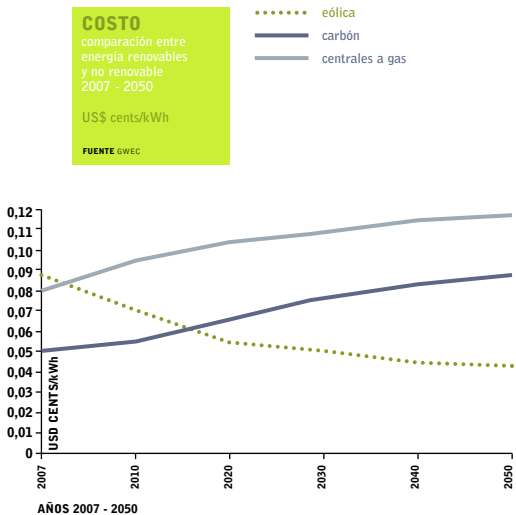
A ALTA | M MEDIA | B BAJA

COSTO

comparación entre
energía renovables
y no renovable
2007 - 2050

US\$ cents/kWh

FUENTE GWEC



OCDE EUROPA

		REF		IRJE	
		%	PJ	%	PJ
 2007 2050		0,49A	379A		
		4,14A	3.420A	10,41	4.867
		kWh		kWh	
 2007 2050		195A			
		1.652A		2.352M	

MEDIO ORIENTE

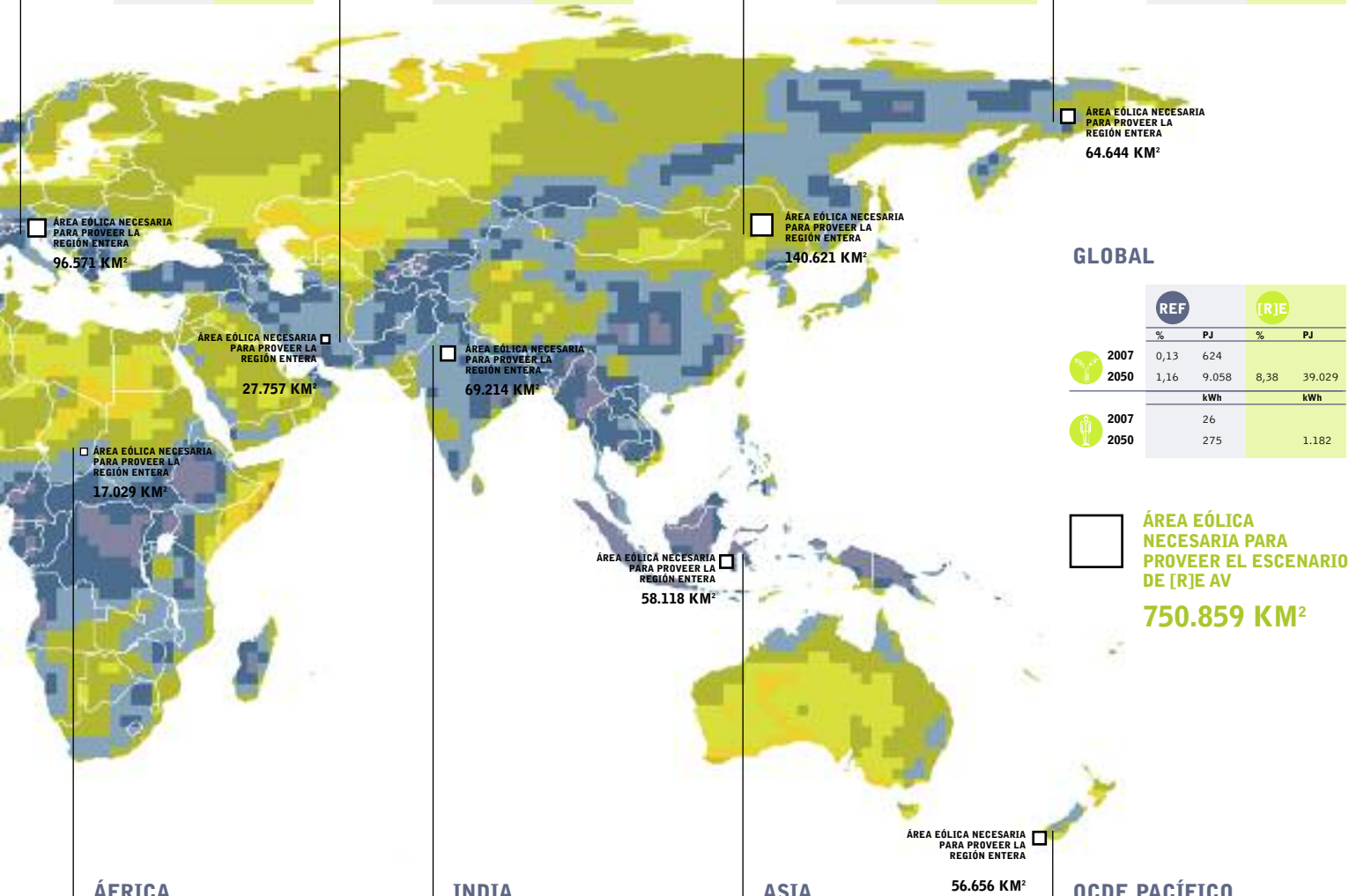
		REF		[R]E	
		%	PJ	%	PJ
	2007	0,008	18		
	2050	0,268	133B	4,78	1.314
		kWh		kWh	
	2007	1			
	2050	105		1.033	

CHINA

		REF		[R]E	
		%	PJ	%	PJ
	2007	0,04	32		
	2050	0,66	1.220M	6,85M	7.340
		kWh		kWh	
	2007	7			
	2050	238		1.430	

ECONOMÍAS DE TRANSICIÓN

		REF		[R]E	
		%	PJ	%	PJ
	2007	0,00	1		
	2050	0,56	360	9,83	3.413
		kWh		kWh	
	2007		1		
	2050		322M		3.050



ÁFRICA

		REF		RJE	
		%	PJ	%	PJ
 2007 2050		0,02	4		
		0,47	202	3,00	1.073
		kWh		kWh	
 2007 2050		1			
		28			149

INDIA

		REF	[R]E
		%	PJ
 2007 2050		0,17	42M
		0,48	374
			6,38 3.488
		kWh	kWh
 2007 2050		10	
		64	600

ASIA

		REF		[R]E	
		%	PJ	%	PJ
 2007 2050		0,01	28		
		0,69	475	8,75	3.557
		kWh		kWh	
 2007 2050		08			
		87			652

OCDE PACÍFICO

		REF		[R]E	
		%	PJ	%	PJ
2007		0,06	24		
	2050	0,97M	396	15,47A	3.294M
		kWh		kWh	
2007			33M		
	2050		611		5.089A

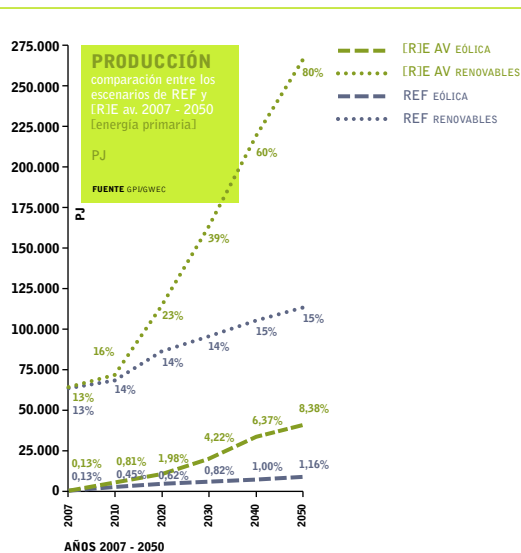
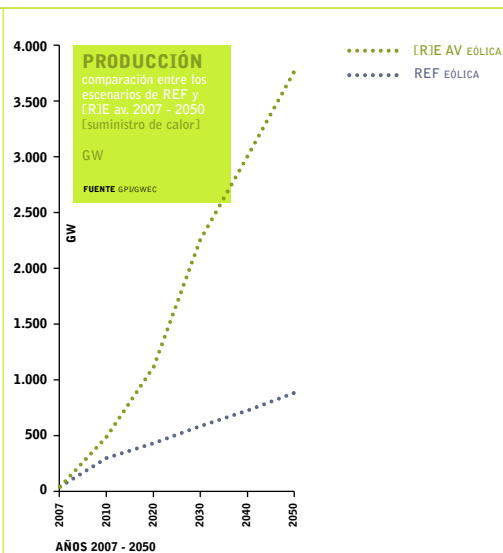
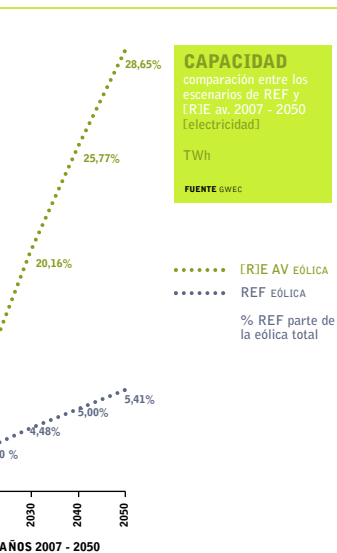
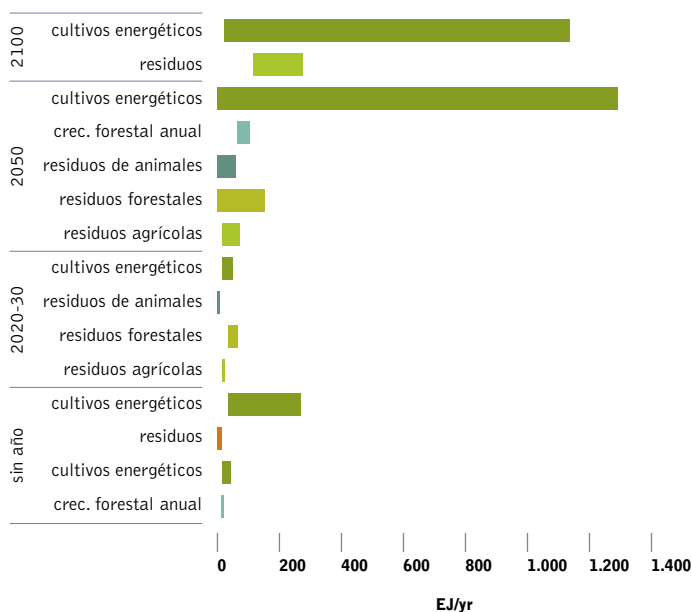


figura 8.2: rangos de potencial para diferentes tipos de biomasa



fuerce GERMAN BIOMASS RESEARCH CENTRE (DBFZ)

8.5.3 potencial de los cultivos energéticos

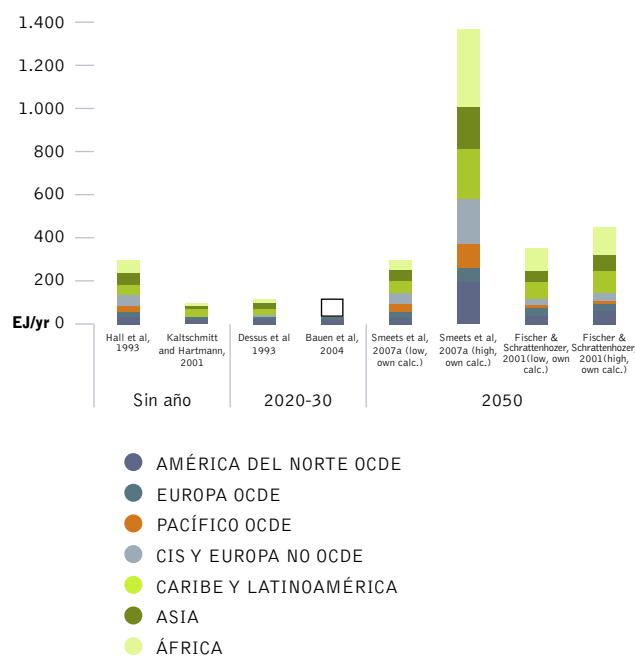
Aparte de la utilización de la biomasa de los residuos, la siembra de cultivos energéticos en los sistemas de producción agrícola es de mayor importancia. El potencial técnico de la siembra de estos cultivos ha sido calculado bajo el supuesto de que la demanda de alimentos tiene prioridad. Como un primer paso, la demanda de tierras cultivables y praderas para la producción de alimentos ha sido calculada para cada uno de 133 países en escenarios diferentes. Estos escenarios son los siguientes:

- Escenario Negocios Como de Costumbre o "Business as Usual" (BAU): la actividad agrícola actual continúa en el futuro previsible
- Escenario básico: sin tala de bosques; uso reducido de zonas de barbecho para la agricultura.
- Sub-escenario 1: escenario básico más la expansión de zonas protegidas y la disminución en el rendimiento de los cultivos.
- Sub-escenario 2: escenario básico más la disminución en el consumo de alimentos en países industrializados.
- Sub-escenario 3: combinación de los sub-escenarios 1 y 2

En un siguiente paso, el superávit en zonas agrícolas fue clasificado en tierras cultivables y praderas. En las praderas se producen ensilados de paja o pasaduo, y en las tierras cultivables, ensilados de forrajes y silvicultura de rotación corta (SRC) (como sauces o álamos de crecimiento rápido). Se supone que el ensilado de forrajes verdes o de pasaduo sería utilizado para la producción de biogás y la madera de la SRC y la paja de las praderas para la producción de calor, electricidad y combustibles sintéticos. Las variaciones en el rendimiento específico de cada país fue tomada en consideración.

figura 8.3: análisis del potencial de bioenergía por diferentes autores

(EFICIENCIA: REDUCCIÓN COMPARADA CON EL ESCENARIO DE REFERENCIA)



fuerce GERMAN BIOMASS RESEARCH CENTRE (DBFZ)

Como resultado, el potencial global de la biomasa de los cultivos energéticos en 2050 cae en un rango de 6 EJ en el Sub-escenario 1 hasta 97 EJ en el escenario BAU.

El mejor ejemplo de un país que vería un futuro muy diferente en estos escenarios en 2050 es Brasil. En el escenario BAU se liberarían grandes zonas agrícolas por la deforestación, mientras que en los escenarios Básico y Sub 1 esto estaría prohibido, y no habría zonas agrícolas para cultivos energéticos. Por el contrario, un alto potencial estaría disponible bajo el Sub-escenario 2 como consecuencia de la reducción en el consumo de carne. Debido a sus grandes poblaciones y zonas agrícolas relativamente pequeñas, no existe un superávit de tierras disponibles para la producción de cultivos energéticos en Centroamérica, Asia y África. Sin embargo la UE, Norteamérica y Australia tienen potenciales relativamente estables.

imagen EL PUEBLO DE LA BIOENERGÍA DE JUEHNDE QUE FUE LA PRIMERA COMUNIDAD EN ALEMANIA EN PRODUCIR TODA LA ENERGÍA NECESARIA PARA LA CALEFACCIÓN Y ELECTRICIDAD, A PARTIR DE BIOMASA NEUTRA EN CO₂.

imagen UNA NUEVA ÁREA DEFORESTADA QUE HA SIDO APROBADA PARA LA EXPANSIÓN AGRÍCOLA EN EL AMAZONAS, BRASIL.

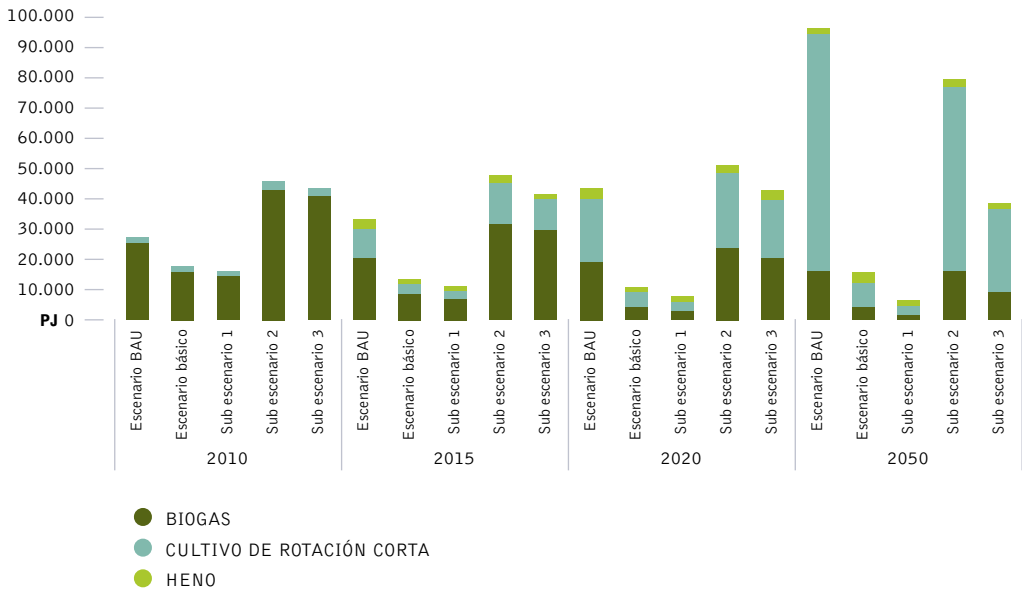


Los resultados de este ejercicio muestran que la disponibilidad de los recursos de biomasa no sólo es impulsada por el efecto en el suministro global de alimentos sino también por la conservación de los bosques naturales y otras biósferas. Por lo tanto, la evaluación del potencial de la biomasa en el futuro es tan sólo el punto de partida de un debate sobre la integración de la bioenergía en un sistema de energía renovable.

8.5.4 potencial total de la biomasa

El potencial total de la biomasa mundial (cultivos energéticos y residuos) en 2020 se extiende de 66 EJ (Sub-escenario 1) hasta 110 EJ (Sub-escenario 2) y en 2050 de 94 EJ (Sub-escenario 1) a 184 EJ (Escenario BAU). Estas cifras son conservadoras e incluyen un nivel de incertidumbre, especialmente para el 2050. Las razones de esta incertidumbre son los efectos potenciales del cambio climático, posibles cambios en la situación política y económica mundial, una mayor productividad como resultado de cambios en las técnicas agrícolas y/o un desarrollo más rápido del fitomejoramiento.

figura 8.4: potencial de cultivos energéticos a nivel mundial en los diferentes escenarios



La [r]evolución energética adopta un enfoque precautorio del uso futuro de los biocombustibles. Esto refleja preocupaciones crecientes por el balance de gases de efecto invernadero de muchas fuentes de biocombustibles y también los riesgos que plantea la expansión de la producción de cultivos para biocombustibles para la biodiversidad (bosques, humedales y praderas) y la seguridad alimentaria. En particular, la investigación encargada por Greenpeace en el desarrollo de la [r]evolución energética sugiere que habrá una presión fuerte sobre los suelos para la producción de alimentos y la protección del hábitat en 2050. Como resultado, la [r]evolución energética no incluye ningún biocombustible proveniente de cultivos energéticos en 2050, restringiendo la carga de alimentación a una cantidad limitada de residuos forestales y agrícolas. Cabe destacar, sin embargo, que este enfoque conservador está basado en una evaluación de las tecnologías actuales y sus riesgos asociados. El desarrollo de formas avanzadas de biocombustibles que no impliquen importantes ocupaciones de suelo, que sean demostrablemente sustentables en términos de sus impactos sobre

el medio ambiente en general, y que tengan beneficios claros de gases de efecto invernadero, debería ser un objetivo de la política pública, y proporcionaría flexibilidad adicional al mix de energías renovables.

También han surgido preocupaciones sobre cómo dan cuenta los países de las emisiones asociadas a la producción y combustión de biocombustibles. Las emisiones del ciclo de vida de los diferentes biocombustibles pueden variar enormemente. Existen reglas desarrolladas en el marco del Protocolo de Kyoto que indican que, en muchas circunstancias, los países no son responsabilizados por todas las emisiones asociadas con el uso de la tierra o su gestión. Al mismo tiempo, bajo el Protocolo de Kyoto e instrumentos asociados, tales como el Sistema Europeo de Comercio de Emisiones, los biocombustibles son considerados "nulos" en emisiones como fuente de energía. Para asegurar que los biocombustibles sean producidos y utilizados en formas que maximicen su potencial de ahorro de gases de efecto invernadero, estos problemas de contabilización necesitarán ser resueltos en el futuro.

tecnologías energéticas

GLOBAL

TECNOLOGÍAS DE COMBUSTIBLES
FÓSILES

TECNOLOGÍAS NUCLEARES

TECNOLOGÍAS DE ENERGÍA
RENOVABLE



imagen PLANTA DE BIOGAS "SCHRADEN BIOGAS" EN GROEDEN CERCA DE DRESDEN, ALEMANIA
© LANGROCK/ZENIT/GP

CHRIS
SOCIO DE GREENPEACE AUSTRALIA

Este capítulo describe la gama de tecnologías disponibles ahora y en el futuro para satisfacer la demanda energética mundial. El escenario de la [r]evolución energética se centra en el potencial de ahorro energético y en las fuentes renovables, principalmente en los sectores de generación de electricidad y calor.

9.1 tecnologías de combustibles fósiles

Los combustibles fósiles más utilizados para la generación de energía en todo el mundo son el carbón y el gas. El petróleo es aún utilizado donde otros combustibles no están disponibles, como por ejemplo en islas o zonas remotas o cuando existe un recurso autóctono. En conjunto, el carbón y el gas actualmente representan más de la mitad del suministro mundial de electricidad.

tecnologías de combustión de carbón En una central eléctrica convencional de carbón, el carbón pulverizado o en polvo es soplado dentro de una cámara de combustión donde se quema a alta temperatura. El calor resultante es utilizado para transformar en vapor el agua que fluye a través de las tuberías que revisten la caldera. Esto impulsa una turbina de vapor y genera electricidad. Más del 90% de la capacidad mundial de carbón en centrales termoeléctricas utiliza este sistema. Las centrales de carbón pueden variar en capacidad desde unos pocos cientos de megawatts hasta varios miles.

Se han introducido una serie de tecnologías para mejorar el desempeño ambiental de la combustión de carbón convencional. Éstas incluyen la limpieza del carbón (para reducir el contenido de ceniza) y varias tecnologías, como la de tornillo o el sistema de control al final (del proceso) de la tubería, para reducir las emisiones de partículas, dióxido de azufre y óxido nitroso, los principales contaminantes resultantes de la quema de carbón además del dióxido de carbono. Por ejemplo, la desulfuración de gases de combustión (FGD), suele implicar la “depuración” de los gases de combustión utilizando una mezcla alcalina absorbente, que es predominantemente a base de limo o piedra caliza.

Se han hecho más cambios fundamentales en la forma en que se quema el carbón para mejorar su eficiencia y reducir aún más las emisiones de contaminantes. Estos incluyen:

- **la gasificación integrada en ciclo combinado (IGCC):** el carbón no es quemado directamente sino que se lo hace reaccionar con oxígeno y vapor para formar un gas sintético compuesto principalmente por hidrógeno y monóxido de carbono. Éste se limpia y luego se quema en una turbina de gas para generar electricidad y producir vapor para impulsar una turbina de vapor. La IGCC mejora la eficiencia de la combustión del carbón de un 38-40% hasta un 50%.
- **la supercrítica y ultrasupercrítica:** estas centrales operan a temperaturas más altas que la combustión convencional, incrementando nuevamente la eficiencia hacia el 50%.
- **la combustión en lecho fluidizado:** el carbón es quemado dentro de un reactor que comprende un lecho a través del cual se lo alimenta con gas para mantener el combustible en estado turbulento. Esto mejora la combustión, la transferencia del calor y la recuperación de los residuos. Al elevar las presiones en un lecho, una corriente de gas de alta presión puede ser utilizado para impulsar una turbina de gas, generando electricidad. Las emisiones de dióxido de azufre y óxido nitroso pueden ser reducidas sustancialmente.
- **la combustión presurizada de carbón pulverizado:** está siendo desarrollada principalmente en Alemania y se basa en la combustión de una nube finamente molida de partículas de carbón que genera vapor de alta presión y temperatura para la generación de energía. Los gases de combustión calientes son utilizados para generar electricidad de un modo similar al sistema de ciclo combinado.

Otras potenciales tecnologías futuras implican el uso incrementado de la gasificación del carbón. Por ejemplo, la Gasificación Subterránea del Carbón implica la conversión del carbón en bruto en las profundidades de la tierra, en un gas combustible que puede ser utilizado para la calefacción industrial, la generación de energía o la producción de hidrógeno, gas natural sintético u otros productos químicos. El gas puede ser procesado para remover el CO₂ antes de ser transmitido a los consumidores finales. Se están llevando a cabo proyectos de prueba en Australia, Europa, China y Japón.

tecnologías de combustión de gas El gas natural puede ser utilizado para la generación de electricidad a través de turbinas de gas o de vapor. Para la cantidad equivalente de calor, el gas produce un 45% menos de dióxido de carbono durante su combustión que el carbón.

Las centrales de **turbina de gas** utilizan el calor de los gases para operar directamente la turbina. Las turbinas alimentadas por gas natural pueden ponerse en marcha rápidamente y, por lo tanto, son frecuentemente utilizadas para suministrar energía durante los periodos de demanda pico, aunque a un costo mayor que las centrales de carga de base.

Se puede alcanzar una eficiencia particularmente alta a través de la combinación de turbinas de gas con una turbina de vapor en ciclo combinado. En una central de **turbina de gas de ciclo combinado** (CCGT, según sus siglas en inglés), el generador de una turbina de gas produce electricidad y los gases de escape de la turbina luego son utilizados para producir vapor para generar electricidad adicional. La eficiencia de las centrales CCGT modernas puede ser de más del 50%. La mayoría de las nuevas centrales eléctricas de gas construidas desde la década de 1990 han sido de este tipo.

Hasta el reciente aumento en los precios mundiales del gas, las centrales eléctricas CCGT han sido la opción más económica para la generación de electricidad en muchos países. Los costos de capital han sido sustancialmente inferiores a los de las centrales nucleares y de carbón y menor el tiempo de construcción.

tecnologías de reducción de carbono Cada vez que se quema un combustible fósil, se produce dióxido de carbono (CO₂). Dependiendo del tipo de central eléctrica, una gran cantidad de este gas se disipa en la atmósfera y contribuye al cambio climático. Una central de carbón descarga aproximadamente 720 gramos de dióxido de carbono por kilowatt hora, una central de gas moderna descarga alrededor de 370g CO₂/kWh. Un método, actualmente en desarrollo, para mitigar el impacto de CO₂ de la combustión de combustibles fósiles se denomina captura y almacenamiento de carbono (CCS, según sus siglas en inglés). Implica capturar el CO₂ de las chimeneas de las centrales eléctricas, comprimir el gas capturado para su transporte a través de gasoductos o en barco y luego bombearlo en formaciones geológicas subterráneas para su almacenamiento permanente.

Aunque es frecuentemente considerada como la solución al problema del carbono inherente a la combustión de combustibles fósiles, es poco probable que la CCS para centrales eléctricas de carbón esté lista en menos de una década. A pesar de los experimentos actualmente en curso, sigue sin ser demostrada la tecnología como un proceso totalmente integrado, en relación a todos sus componentes operativos. Una tecnología de captura adecuada y eficiente no ha sido desarrollada aún y es poco probable que se encuentre comercialmente disponible en el corto plazo; un almacenamiento efectivo y seguro a largo plazo en la escala necesaria aún no ha sido demostrado; y existen serias preocupaciones asociadas a los aspectos de seguridad del transporte y la inyección de CO₂ en las formaciones designadas, mientras que la retención a largo plazo no puede ser asegurada.

La implementación de la tecnología en las centrales eléctricas de carbón probablemente duplicará los costos de construcción, incrementará el consumo de combustible de un 10 a un 40%, consumirá más agua, generará más contaminantes y, finalmente, requerirá que el sector público asegure que el CO₂ permanezca donde fue enterrado. En un modo similar a la eliminación de los residuos nucleares, la CCS prevé la creación de un plan por el cual las generaciones futuras supervisan de forma permanente la contaminación climática producida por sus predecesores.

almacenamiento de dióxido de carbono Con el fin de beneficiar el clima, el CO₂ capturado debe ser almacenado en algún lugar de forma permanente. El pensamiento actual es que puede ser bombeado bajo la superficie de la tierra a una profundidad de más de 3.000 pies dentro de formaciones geológicas, tales como acuíferos salinos. Sin embargo, el volumen de CO₂ que tendría que ser capturado y almacenado es enorme. Una sola central eléctrica de carbón puede producir 7 millones de toneladas de CO₂ al año.

Se estima que una sola "cuña de estabilización" de CCS (suficiente para reducir las emisiones de carbono por 1.000 millones de toneladas métricas por año para 2050) demandaría un flujo de CO₂ hacia la tierra equivalente al flujo actual que sale de la tierra además de la infraestructura asociada que lo comprima, transporte y bombee bajo tierra. Aún no está claro si será técnicamente posible capturar y enterrar esta cantidad de carbono, en especial en lo relacionado con los sitios de almacenamiento disponibles y en la posibilidad de instalarlos cerca de las centrales eléctricas.

Incluso si fuera factible enterrar cientos de miles de megatoneladas de CO₂, no hay forma de garantizar que los lugares de almacenamiento sean diseñados y gestionados apropiadamente en los plazos requeridos. El mundo tiene una experiencia limitada de almacenamiento de CO₂ bajo tierra; el proyecto de almacenamiento que funciona desde hace más tiempo en Sleipner en el Mar del Norte noruego, recién comenzó a operar en 1996. Esto es particularmente preocupante porque mientras que el CO₂ esté presente en los sitios geológicos, existe un riesgo de fuga. Aunque es poco probable que ocurran fugas en sitios bien definidos, gestionados y monitoreados, la estabilidad del almacenamiento permanente no puede ser garantizada dado que la actividad tectónica y las fugas naturales en el largo plazo son imposibles de predecir.

Una fuga repentina de CO₂ puede ser fatal. El dióxido de carbono no es venenoso en sí, y está contenido en el aire que respiramos (0,04% aprox.). Pero a medida que sus concentraciones aumentan desplaza el oxígeno vital en el aire. El aire con concentraciones de 7 a 8% de CO₂ por volumen causa la muerte por asfixia luego de 30 a 60 minutos.

También existen riesgos para la salud cuando se liberan grandes cantidades de CO₂ de forma explosiva. Aunque normalmente el gas se dispersa rápidamente después de la fuga, puede acumularse en depresiones del paisaje o edificios cerrados, dado que el dióxido de carbono es más pesado que el aire. Es igualmente peligroso cuando se escapa más lentamente y sin ser notado en zonas residenciales, por ejemplo en los sótanos de las casas.

Los peligros de dichas fugas son conocidos por la desgasificación natural de CO₂ de los volcanes. El escape de gas en el cráter del Lago Nyos en Camerún, África, en 1986, mató a más de 1.700 personas. Al menos diez personas murieron en la región de Lazio, en Italia, en los últimos 20 años, como consecuencia de la liberación de CO₂.

almacenamiento de carbono y objetivos del cambio climático

¿Puede el almacenamiento de carbono contribuir a los objetivos de reducción del cambio climático? A fin de evitar un cambio climático peligroso, las emisiones globales de gases de efecto invernadero deben alcanzar su pico máximo entre 2015 y 2020 y caer drásticamente a partir de entonces. Sin embargo, las centrales eléctricas capaces de capturar y almacenar CO₂ aún están en desarrollo y, de convertirse en realidad, no lo harán por, al menos, otra década. Esto significa que incluso si la CCS funciona, la tecnología no haría ninguna contribución sustancial a la protección del clima antes de 2020.

El almacenamiento de CO₂ de las centrales eléctricas tampoco será de gran ayuda para alcanzar la meta de una reducción de gases de efecto invernadero de al menos 80% para el año 2050 en países OECD. Incluso si la CCS estuviera disponible en 2020, la mayor parte de las centrales eléctricas nuevas recién estarían terminando de modernizarse. Todo lo que podría hacerse entonces sería para que las centrales eléctricas existentes sean adaptadas y el CO₂ sea capturado del gas residual capturado. Adaptar las centrales eléctricas sería una decisión extremadamente costosa. Igualmente es poco probable que las centrales "listas para la captura" aumenten la probabilidad de adaptación de las flotas existentes con tecnología de captura.

La conclusión alcanzada en el escenario de la [r]evolución energética es que las fuentes de energía renovable ya están disponibles, son en muchos casos más económicas, y carecen de impactos ambientales negativos asociados a la explotación, transporte y procesamiento de combustibles fósiles. Es la energía renovable junto con la eficiencia energética y la conservación energética y no la captura y almacenamiento de carbono, lo que tiene que incrementar a nivel mundial para que la principal causa del cambio climático -la combustión de combustibles fósiles como el carbón, el petróleo y el gas- sea detenida.

Greenpeace se opone a cualquier esfuerzo de CCS que conduzca a:

- Un apoyo financiero público para la CCS, a expensas de la financiación del desarrollo de energías renovables y de la inversión en eficiencia energética.
- El estancamiento de las mejoras en la energía renovable, la eficiencia energética y la conservación energética.
- La inclusión de la CCS en el Mecanismo de Desarrollo Limpio (CDM) del Protocolo de Kyoto, ya que desviaría los fondos del Mecanismo y, tomando cualquier definición coherente de este término, no puede ser considerado desarrollo limpio.
- La promoción de esta posible tecnología futura como la única solución principal al cambio climático, ya que conduciría a nuevos desarrollos de combustibles fósiles (especialmente a centrales eléctricas de lignito y carbón negro) y a un incremento de las emisiones en el corto a mediano plazo.



9.2 tecnologías nucleares

Generar electricidad a partir de la energía nuclear implica la transferencia del calor producido por una reacción controlada de fisión nuclear a un generador de turbina de vapor convencional. La reacción nuclear tiene lugar dentro de un núcleo envuelto por una vasija de contención de variados diseños y estructuras. El calor es removido del núcleo por un refrigerante (gas o agua) y la reacción es controlada por un elemento de moderación o “moderador”.

En todo el mundo, durante las últimas dos décadas, se ha producido una desaceleración general en la construcción de nuevas centrales nucleares. Esto fue causado por una serie de factores: el temor a un accidente nuclear tras los acontecimientos de Three Mile Island, Chernobyl y Monju; mayor control de la economía y los factores ambientales, tales como la gestión de residuos y vertidos radioactivos.

diseños de reactores nucleares: cuestiones de evolución y de seguridad A mediados de 2011 existen 441 reactores nucleares operando en 31 países alrededor del mundo. Aunque hay docenas de diseños y tamaños de reactor diferentes, existen tres amplias categorías ya implementadas o en desarrollo. Estas son:

Generación I: prototipo de reactores comerciales desarrollados entre los años 1950 y 1960, como reactores militares modificados o ampliados ya sea para la propulsión de submarinos o la producción de plutonio.

Generación II: diseño establecido de reactor en operación comercial en todo el mundo.

Generación III: reactores de nueva generación actualmente en construcción.

Los reactores de Generación III incluyen los Reactores Avanzados, tres de los cuales ya se encuentran en funcionamiento en Japón; y una cantidad similar en construcción o planificados. Se ha informado que alrededor de 20 diseños diferentes están en fase de desarrollo⁵⁷, la mayor parte de ellos son diseños “evolutivos” desarrollados a partir de los reactores del tipo Generación II, con algunas modificaciones pero sin introducir cambios drásticos. Algunos de ellos representan enfoques más innovadores. Según la Asociación Nuclear Mundial, los reactores de Generación III se caracterizan por lo siguiente:

- Un diseño estandarizado para cada tipo que permite acelerar la concesión de licencias, reducir el costo de capital y el tiempo de construcción.
- Un diseño más simple y fuerte, haciéndolos más fáciles de operar y menos vulnerables a trastornos operativos.
- Mayor disponibilidad y mayor vida operativa, por lo general 60 años.
- Posibilidad reducida de accidentes de fusión del núcleo.
- Efecto mínimo sobre el medio ambiente.
- Mayor combustión para reducir el consumo de combustible y la cantidad de residuos.
- Absorbentes quemables (“venenos”) para extender la vida del combustible.

En qué medida estos objetivos abordan cuestiones de estándares de seguridad más altos, frente a una economía mejorada sigue siendo poco claro.

De los nuevos tipos de reactor, el Reactor Europeo de Agua Presurizada (EPR) ha sido desarrollado a partir de los diseños más recientes de Generación II para comenzar a operar en Francia y Alemania⁵⁸. Sus objetivos declarados consisten en mejorar los niveles de seguridad, en particular, para reducir por diez la probabilidad de un accidente grave, lograr la mitigación de accidentes graves limitando sus consecuencias a la central misma y reducir los costos. Sin embargo, a comparación de sus predecesores, el EPR muestra varias modificaciones que constituyen una reducción de los márgenes de seguridad, incluyendo:

- El volumen del edificio del reactor se ha reducido al simplificar el diseño del sistema de refrigeración de emergencia del núcleo y utilizando los resultados de nuevos cálculos que predicen un menor desarrollo de hidrógeno durante un accidente.
- El rendimiento térmico de la central ha sido incrementado en un 15% con respecto a los reactores franceses existentes mediante el aumento de la temperatura de salida del núcleo permitiendo que las bombas principales de refrigerante operen a mayor capacidad y modificando los generadores de vapor.
- El EPR tiene menos circuitos redundantes en sus sistemas de seguridad que un reactor alemán de Generación II.

Otras modificaciones son aclamadas como importantes mejoras en la seguridad, incluyendo un sistema de “receptor central” para controlar un accidente de fusión. Sin embargo, a pesar de los cambios previstos, no existe garantía de que el nivel de seguridad del EPR realmente represente una mejora significativa. En particular, la reducción por diez de la probabilidad de una esperada fusión de núcleo no está demostrada. Además, existen serias dudas sobre si la mitigación y control de un accidente de fusión de núcleo con el concepto de receptor central realmente funcionará.

Por último, actualmente se están desarrollando los reactores de, **Generación IV** con el objetivo de comercializarlos dentro de 20-30 años.

⁵⁷ IAEA 2004; WNO 2004A.
⁵⁸ HAINZ 2004.

9.3 tecnologías de energía renovable

La energía renovable cubre una variedad de fuentes naturales que son constantemente renovadas y por ende a diferencia de los combustibles fósiles y el uranio, nunca se agotarán. La mayoría de ellas deriva del efecto del sol y la luna en los patrones climáticos de la Tierra. Además, no producen ninguna de las emisiones nocivas ni la contaminación asociada a los combustibles "convencionales". Aunque la energía hidroeléctrica ha sido utilizada a escala industrial desde mediados del siglo pasado, la explotación seria de otras fuentes renovables tiene una historia más reciente.

9.3.1 energía solar (fotovoltaica)

La radiación solar disponible alrededor del mundo es más que suficiente para satisfacer una demanda mucho mayor de sistemas energéticos solares. La luz solar que alcanza la superficie de la Tierra es suficiente para proporcionar 2.850 veces la energía que utilizamos actualmente. En un promedio global, cada metro cuadrado de tierra está expuesto a la luz solar suficiente para producir 1.700 kWh de energía cada año. Sin embargo, la irradiación promedio en Europa es de aproximadamente 1.000 kWh por metro cuadrado, en comparación con los 1.800 kWh en el Medio Oriente.

La tecnología fotovoltaica (PV, según sus siglas en inglés) implica la generación de energía a partir de luz. La esencia de este proceso es el uso de un material semiconductor que puede ser adaptado para liberar electrones, las partículas con carga negativa que conforman la base de la electricidad. El material semiconductor más comúnmente utilizado en celdas fotovoltaicas es el silicio, un elemento que normalmente se encuentra en la arena. Todas las celdas PV tienen al menos dos capas de dichos semiconductores, una con carga positiva y la otra con carga negativa. Cuando la luz incide sobre el semiconductor, el campo eléctrico a lo largo de la unión entre estas dos capas hace que la electricidad fluya. Cuanto mayor sea la intensidad de la luz, mayor es el flujo de electricidad. Un sistema fotovoltaico, por lo tanto, no necesita luz solar intensa para funcionar, y puede generar electricidad incluso en días nublados. El sistema solar PV es diferente al de un sistema colector solar térmico (ver más abajo) donde los rayos del sol son utilizados para generar calor, normalmente para el agua caliente en una vivienda, piscina, etc.

Las partes más importantes de un sistema PV son las celdas que forman los bloques de construcción básicos, los módulos que agrupan un gran número de celdas en una unidad y, en algunos casos, los inversores utilizados para convertir la electricidad generada en una forma adecuada para el uso diario. Cuando una instalación PV es descrita con una capacidad de 3 kWp (pico) se refiere a la salida del sistema bajo condiciones de prueba estándar, permitiendo la comparación entre módulos diferentes. En Europa Central un sistema de electricidad solar con capacidad nominal de 3 kWp, con una superficie aproximada de 27 metros cuadrados, produciría suficiente energía para satisfacer la demanda de electricidad de una vivienda con un uso racional de la energía.

Existen varios tipos de tecnologías PV y tipos de sistemas instalados.

tecnologías

- **tecnología de silicio cristalino** Las celdas de silicio cristalino están hechas a partir de rodajas finas cortadas de un solo cristal de silicio (monocristalino) o de un bloque de cristales de silicio (policristalino o multicristalino). Esta es la tecnología más común que representa alrededor del 80% del mercado actual. Además, esta tecnología también existe en forma de cintas.

- **tecnología de película fina** Los módulos de película fina se construyen depositando capas extremadamente finas de materiales fotosensibles sobre un sustrato, por ejemplo, vidrio, acero inoxidable o plástico flexible. Este último abre una gama de aplicaciones, especialmente para ser integrado en la construcción (tejas) y para propósitos de consumidores finales. Actualmente se encuentran disponibles comercialmente cuatro tipos de módulos de película fina: celdas de Silicio Amorfo, de Teluro de Cadmio, de Diseleniuro/Disulfuro de Cobre e Indio/Galio y celdas multiunión.
- **otras tecnologías de celda emergentes** (en fase de desarrollo o comercial temprana). Incluyen la Fotovoltaica Concentrada, que consiste en celdas integradas en colectores de concentración que utilizan un lente para enfocar la luz solar concentrada sobre las celdas y las Celdas Solares Orgánicas, en las cuales el material activo consiste, al menos parcialmente, en un tinte orgánico, moléculas orgánicas pequeñas y volátiles o polímeros.

sistemas

- **conectado a la red** Es el tipo de sistema solar PV más popular para hogares y negocios en el mundo desarrollado. La conexión a la red eléctrica local permite que cualquier exceso de energía producido sea vendido a la compañía distribuidora. La electricidad luego es importada de la red fuera de las horas diurnas. Se utiliza un inversor para convertir la corriente continua producida por el sistema en corriente alterna para el funcionamiento de equipamiento eléctrico normal.
- **de apoyo a la red** Un sistema puede estar conectado a la red eléctrica local así como a una batería de reserva. Cualquier exceso de electricidad solar producido una vez que la batería ha sido cargada es vendido a la red. Este sistema es ideal para zonas con un suministro energético poco confiable.
- **fuera de la red** Completamente independiente de la red, este sistema está conectado a una batería a través de un controlador de carga, que almacena la electricidad generada y se comporta como la fuente de alimentación principal. Un inversor puede ser utilizado para proporcionar corriente alterna, permitiendo el uso de aparatos eléctricos normales. Las aplicaciones típicas de este sistema son las estaciones repetidoras de telefonía móvil o la electrificación rural. La electrificación rural significa pequeños sistemas de energía solar domésticos que cubren las necesidades básicas de electricidad o una mini red de paneles, que son sistemas de energía solar más grandes y brindan electricidad a varias viviendas.

figura 9.1: tecnología fotovoltaica



imagen PROYECTO SOLAR EN PHITSANULOK, TAILANDIA. INSTALACIÓN SOLAR DE LA INSTITUTO INTERNACIONAL Y LA ESCUELA DE ENERGÍA RENOVABLE

imagen PANELES SOLARES EN LA ESTACIÓN CONISTON, AL NOROESTE DE ALICE SPRINGS, TERRITORIO DEL NORTE.



- **sistema híbrido** Un sistema solar puede combinarse con otra fuente de energía como un generador de biomasa, una turbina eólica o un generador diesel para asegurar un suministro de electricidad consistente. Un sistema híbrido puede estar conectado a la red, ser apoyo a la red o independiente.

9.3.2 energía solar concentrada (CSP, según sus siglas en inglés).

Las centrales solares de concentración (CSP), también llamadas centrales termosolares, producen electricidad de un modo muy similar a las centrales eléctricas convencionales. Obtienen su energía de entrada mediante la concentración de la radiación solar y la convierten en vapor o gas de alta temperatura para impulsar una turbina o un motor. Grandes espejos concentran la luz solar en una sola línea o punto. El calor creado allí es utilizado para generar vapor. Este vapor caliente altamente presurizado es utilizado para accionar turbinas que generan electricidad. En regiones bañadas por el sol, las centrales CSP pueden garantizar una gran proporción de la producción de electricidad.

Se necesitan cuatro elementos principales: un concentrador, un receptor, algún tipo de medio de transmisión o almacenamiento y la conversión de la energía. Hay muchos tipos diferentes de sistema posibles, incluyendo combinaciones con otras tecnologías renovables y no renovables, pero hay cuatro grupos principales de tecnologías termosolares:

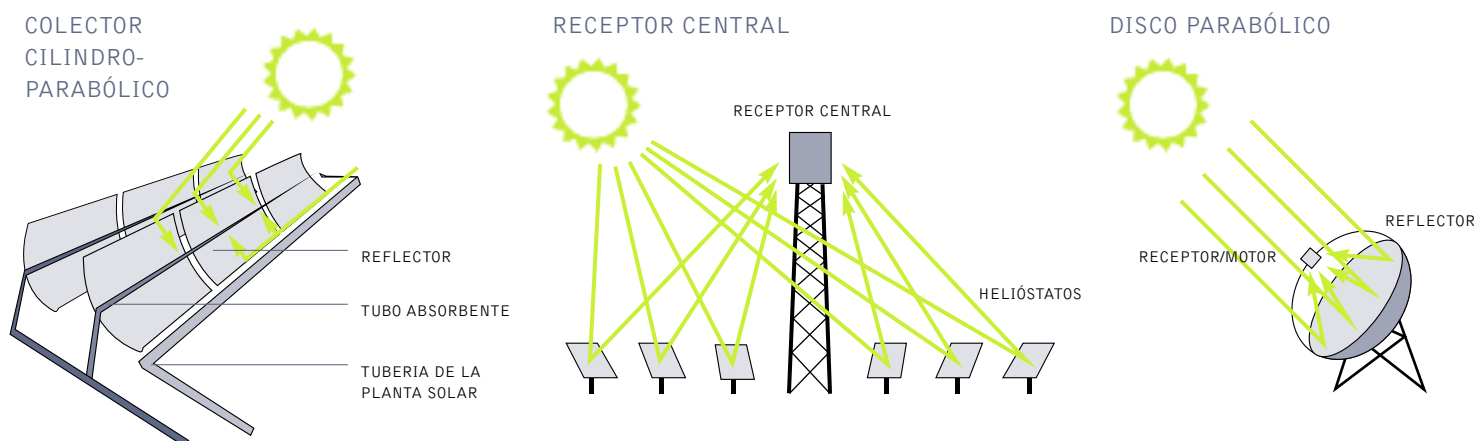
- **colectores cilindro-parabólicos** Las centrales de colectores cilindro-parabólicos utilizan filas de colectores de canal parabólico, cada una de las cuales refleja la radiación solar dentro de un tubo absorbente. Por los tubos circula aceite sintético, que se calienta hasta 400° C. Luego este calor es utilizado para generar electricidad. Algunas de las centrales en construcción han sido diseñadas para producir energía no sólo durante las horas de sol, sino también para almacenar energía, permitiendo a la central producir un adicional de 7,5 horas de potencia nominal después del oca, lo que mejora drásticamente su integración a la red. Las sales fundidas son utilizadas normalmente como fluido de almacenamiento en dos tanques, uno frío y otro caliente. Centrales operativas en Europa: Andasol 1 y 2 (50 MW + 7,5 horas de almacenamiento cada una); Puertollano (50 MW); Alvarado (50 MW) y Extresol (50 MW + 7,5 horas de almacenamiento).

- **receptor central o torre solar** Una formación circular de helióstatos (grandes espejos de seguimiento solar individual) es utilizada para concentrar la luz solar en un receptor central montado en la parte superior de una torre. Un medio de transferencia de calor absorbe la radiación altamente concentrada reflejada por los helióstatos y la convierte en energía térmica para su utilización en la posterior generación de vapor sobrecalentado para el funcionamiento de la turbina. A la fecha, los medios de transferencia de calor demostrados incluyen agua/vapor, sales fundidas, sodio líquido y aire. Si el gas o aire presurizado es utilizado a temperaturas muy elevadas de alrededor de 1.000° C o más como medio de transferencia de calor, incluso puede ser utilizado para reemplazar directamente el gas natural en una turbina de gas, aprovechando así la excelente eficiencia (60% o más) de los ciclos combinados de gas y vapor modernos.

Después de una escala intermedia de hasta 30 MW de capacidad, los desarrolladores de torres solares ahora se sienten seguros de que las centrales de torre conectadas a la red pueden ser construidas hasta una capacidad de 200 MWe sólo de energía solar. El uso del almacenamiento de calor aumentará su flexibilidad. Aunque se considera que las centrales solares de torre están más lejos de la comercialización que los sistemas de colectores cilindro-parabólicos, tienen buenas perspectivas a largo plazo, para una alta eficiencia de conversión. Los proyectos están siendo desarrollados en España, Sudáfrica y Australia.

- **disco parabólico** Un reflector en forma de disco es utilizado para concentrar la luz solar en un receptor situado en su punto focal. El haz concentrado de radiación es absorbido en el receptor para calentar un fluido o gas hasta aproximadamente 750° C. Esto luego es utilizado para generar electricidad en un pequeño pistón, un motor Stirling o una microturbina conectada al receptor. El potencial de los discos parabólicos reside principalmente en el suministro energético descentralizado y sistemas eléctricos independientes y remotos. Actualmente se están planificando proyectos en Estados Unidos, Australia y Europa.
- **sistemas lineales de Fresnel** Los colectores se asemejan a colectores cilindro-parabólicos, con una tecnología de generación de energía similar, utilizando un campo de franjas de espejos planos montados horizontalmente, siguiendo el sol en forma colectiva o individual. Existe una planta actualmente en funcionamiento en Europa: Puerto Errado (2 MW).

figura 9.2: tecnologías csp: colector cilindro-parabólico, receptor central / torre solar y disco parabólico



9.3.3 colectores solares térmicos

Los sistemas de colectores solares térmicos se basan en un principio centenario: el sol calienta el agua contenida en un recipiente oscuro. Las tecnologías termosolares que se encuentran en el mercado son eficientes y altamente confiables, proporcionando energía para un amplio espectro de aplicaciones, desde el agua caliente doméstica y la calefacción en edificios residenciales o comerciales hasta la calefacción de piscinas, la refrigeración solar asistida, el calor para procesos industriales y la desalinización del agua potable.

Aunque existen productos maduros para proporcionar agua caliente y calefacción doméstica utilizando energía solar, en la mayoría de los países aún no son la norma. La integración de las tecnologías termosolares en edificios en la etapa de diseño o cuando el sistema de calefacción (y refrigeración) está siendo reemplazado es crucial, ya que reduciría los costos de instalación. Además, el potencial sin explotar en el sector no residencial se abrirá a medida que nuevas tecnologías se vuelvan comercialmente viables.

Agua caliente y calefacción para uso doméstico La producción de agua caliente para uso doméstico es la aplicación más común. Dependiendo de las condiciones y configuración del sistema, la mayor parte de los requerimientos de agua caliente de un edificio puede ser proporcionada por la energía solar. Sistemas más grandes pueden, además, cubrir una parte sustancial de la energía necesaria para calefacción. Existen dos tipos principales de tecnología:

- **tubos de vacío** El absorbente en el interior del tubo de vacío absorbe radiación del sol y calienta el fluido en su interior. Se capta radiación adicional desde el reflector detrás de los tubos. Cualquiera sea el ángulo del sol, la forma circular del tubo de vacío le permite alcanzar el absorbente. Incluso en un día nublado, cuando la luz proviene de muchos ángulos a la vez, el colector del tubo de vacío todavía puede ser efectivo.
- **paneles planos** Éstos son, básicamente, una caja con una tapa de vidrio que se ubica en el techo como un tragaluz. En el interior hay una serie de tubos de cobre con aletas de cobre adjuntas. Toda la estructura está recubierta por una sustancia negra diseñada para capturar los rayos de sol. Estos rayos calientan una mezcla de agua y anticongelante que circula desde el colector hasta la caldera del edificio.

refrigeración asistida con energía solar Los refrigeradores solares utilizan la energía térmica para producir frío y/o deshumidificar el aire de un modo similar a una heladera o aire acondicionado convencional. Esta aplicación se adapta bien a la energía termosolar, ya que la demanda de refrigeración es más elevada cuando más luz solar hay. La refrigeración solar ha sido exitosamente demostrada y se puede esperar su uso a gran escala en el futuro.

figura 9.3: tecnología de los paneles solares planos



9.3.4 energía eólica

En los últimos 20 años, la energía eólica se ha vuelto la fuente de energía de crecimiento más rápido. Las turbinas eólicas de hoy son producidas por una industria sofisticada de producción masiva que emplea una tecnología que es eficiente, rentable y rápida de instalar. Los tamaños de las turbinas oscilan desde unos pocos kW hasta más de 5.000 kW, las turbinas más grandes alcanzan los 100m de altura. Una turbina eólica grande puede producir electricidad suficiente para 5.000 hogares, aproximadamente. Los parques eólicos de vanguardia actualmente pueden ser tan pequeños como unas pocas turbinas y grandes como varios cientos de MW.

Los recursos eólicos mundiales son enormes, capaces de generar más electricidad que la demanda total mundial de energía y están bien distribuidos en los cinco continentes. Las turbinas eólicas pueden funcionar no sólo en zonas costeras ventosas, sino también en países que no tienen costa, incluyendo regiones como Europa Central del Este, el centro de Norteamérica y Sudamérica, y Asia Central. Los recursos eólicos en el mar son aún más productivos que en la tierra, promoviendo la instalación de parques eólicos marinos con sus cimientos incrustados en el suelo oceánico. En Dinamarca, un parque eólico construido en 2002 utiliza 80 turbinas para producir suficiente electricidad para una ciudad con una población de 150.000 habitantes.

Pequeños aerogeneradores pueden producir eficientemente energía en zonas que de otro modo no tienen acceso a la electricidad. Esta energía puede ser utilizada directamente o almacenada en baterías. También se están desarrollando nuevas tecnologías para utilizar la energía eólica en edificios expuestos en ciudades densamente pobladas.

diseño de una turbina eólica Desde la década de 1980 se ha consolidado significativamente el diseño de las turbinas eólicas. La mayoría de las turbinas comerciales operan actualmente sobre un eje horizontal con tres palas equidistantes. Éstas están unidas a un rotor desde el cual se transfiere la energía a través de una caja de engranajes a un generador. La caja de engranajes y el generador están contenidos dentro de una cápsula denominada góndola. Algunos diseños de turbina evitan la caja de engranajes utilizando un dispositivo directo. La electricidad producida luego es canalizada por la torre hasta un transformador y, eventualmente, a la red local.

Las turbinas eólicas pueden operar a partir de una velocidad del viento de 3 a 4 metros por segundo hasta alrededor de 25 m/s. La limitación en la cantidad de energía a altas velocidades del viento se logra mediante la regulación por pérdida aerodinámica (regulación "stall"), reduciendo la potencia de salida o la regulación por cambio del ángulo de paso (regulación "pitch"), cambiando el ángulo de las palas de modo que ya no ofrezcan resistencia alguna al viento. La regulación por cambio de ángulo de paso se ha vuelto el método más común. Las palas también pueden girar a una velocidad constante o variable; esta última opción permite a la turbina seguir más de cerca los cambios en la velocidad del viento.

imagen PANELES SOLARES EXHIBIDOS EN UNA EXPOSICIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE EN LA ISLA DE BORACAY, UNO DE LOS DESTINOS TURÍSTICOS DE FILIPINAS DE PRIMERA CLASE.

imagen AEROGENERADORES VESTAS VM 80 EN UN PARQUE DE ENERGÍA EÓLICA MARINA EN LA PARTE OCCIDENTAL DE DINAMARCA.



Los controladores principales del diseño de la tecnología eólica actual son:

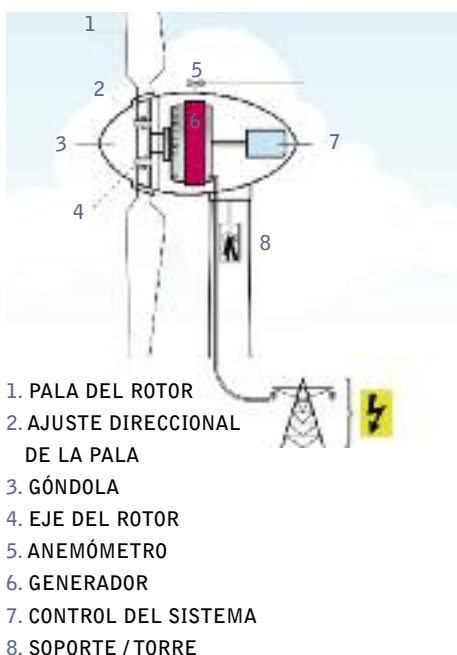
- alta productividad en emplazamientos con vientos tanto altos como bajos
- compatibilidad con la red
- rendimiento acústico
- rendimiento aerodinámico
- impacto visual
- expansión marina

Aunque el mercado existente en alta mar representa sólo un poco más del 1% de la capacidad eólica instalada en tierra firme, los últimos desarrollos en tecnología eólica son principalmente impulsados por su potencial emergente. Esto significa que la atención se centra en las formas más eficaces de hacer turbinas de gran tamaño.

La tecnología eólica moderna se encuentra disponible para una amplia gama de sitios con velocidades del viento bajas y altas, climas desiertos y árticos. Los campos de vientos europeos operan con alta disponibilidad, están generalmente bien integradas al medio ambiente y son aceptados por el público. A pesar de las repetidas predicciones acerca de una estabilización en un tamaño medio óptimo y del hecho de que las turbinas eólicas no pueden crecer indefinidamente, el tamaño de las turbinas se ha incrementado año tras año a partir de unidades de 20-60 kWh ubicadas en California en la década de 1980 hasta las últimas máquinas multi-MW con rotores de 100m de diámetro. El tamaño promedio de las turbinas instaladas en todo el mundo durante el 2009 fue de 1.599 kWh, mientras que la máquina más grande en funcionamiento es la Enercon E126, con un rotor de 126 metros de diámetro y una capacidad energética de 6 MW.

Este crecimiento en el tamaño de las turbinas coincide con la expansión tanto de los mercados como de los fabricantes. Actualmente, más de 150.000 turbinas eólicas operan en más de 50 países alrededor del mundo. El mercado estadounidense es actualmente el más grande pero también ha habido un crecimiento importante en Alemania, España, Dinamarca, India y China.

figura 9.4: tecnología de las turbinas eólicas



9.3.5 energía de la biomasa

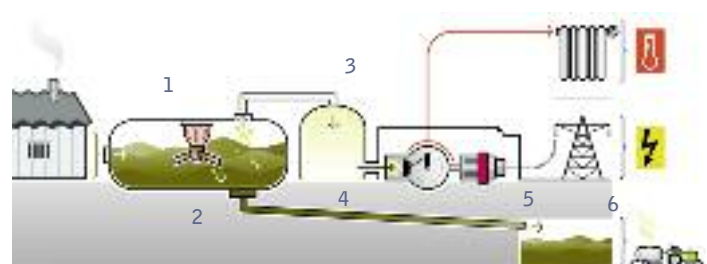
Biomasa es un término amplio utilizado para describir el material de origen biológico reciente que puede ser utilizado como fuente de energía. Esto incluye madera, cultivos, algas y otras plantas así como residuos agrícolas y forestales. La biomasa puede ser utilizada para una variedad de usos finales: calefacción, generación de electricidad o como combustible para el transporte. El término "bioenergía" es utilizado para los sistemas energéticos de biomasa que producen calor y/o electricidad y "biocombustibles" para combustibles líquidos utilizados en el transporte. El biodiesel, fabricado a partir de diversos cultivos, es cada vez más utilizado como combustible para vehículos, especialmente debido a que el costo del petróleo ha aumentado.

Las fuentes de energía biológica son renovables, fáciles de almacenar y, si son cosechadas en forma sustentable, neutras en emisiones de CO₂. Esto se debe a que el gas emitido durante su transformación en energía utilizable se compensa con el dióxido de carbono absorbido cuando eran plantas en crecimiento.

Las centrales eléctricas de biomasa funcionan igual que las centrales de gas natural o de carbón, excepto porque el combustible debe ser procesado antes de poder ser quemado. Estas centrales eléctricas no suelen ser tan grandes como las centrales de carbón porque es necesario que su suministro de combustible crezca lo más cerca posible de la central. La generación de calor a partir de centrales eléctricas de biomasa puede resultar de la utilización del sistema de cogeneración o generación combinada de calor y electricidad (CHP), transportando el calor por tuberías a hogares e industrias cercanas o a través de sistemas de calefacción dedicados. Los pequeños sistemas de calefacción que utilizan pellets producidos especialmente a partir de madera residual, por ejemplo, pueden ser utilizados para calefaccionar casas unifamiliares en lugar del gas natural o el petróleo.

tecnología de la biomasa Pueden utilizarse una variedad de procesos para convertir la energía de la biomasa. Éstos se dividen en sistemas térmicos, que implican la combustión directa de sólidos, líquidos o gases a través de la pirólisis o la gasificación, y en sistemas biológicos, que implican la descomposición de la biomasa sólida en combustibles líquidos o gaseosos mediante procesos tales como la digestión anaeróbica y la fermentación.

figura 9.5: tecnología de la biomasa



1. MEZCLADOR TERMOSTÁTICO
2. CONTENEDOR PARA FERMENTACIÓN
3. ALMACENAMIENTO DE BIOGÁS
4. MOTOR DE COMBUSTIÓN
5. GENERADOR
6. CONTENEDOR DE RESIDUOS

• Sistemas térmicos

La *combustión directa* es la forma más común de convertir la biomasa en energía para calor y electricidad. Mundialmente representa más del 90% de la generación de la biomasa. Las tecnologías pueden distinguirse en lecho fijo, lecho fluidizado o combustión en flujo de arrastre. En la **combustión en lecho fijo**, como un horno de parrilla, el aire primario pasa a través de un lecho fijo en el cual el carbón vegetal es secado, gasificado y quemado. Los gases combustibles producidos son quemados luego de la adición del aire secundario generalmente en una zona separada del lecho de combustible. En la **combustión en lecho fluidizado**, el aire de combustión primario es inyectado desde el fondo del horno con una velocidad tan alta que el material dentro del horno se convierte en una masa hirviente de partículas y burbujas. La **combustión en flujo de arrastre** es adecuada para los combustibles disponibles en forma de partículas pequeñas como el aserrín o virutas finas que son inyectadas neumáticamente dentro del horno.

Gasificación. Los combustibles de biomasa están siendo cada vez más utilizados con tecnologías de conversión avanzadas como los sistemas de gasificación, que ofrecen una eficiencia superior en comparación con la generación de energía convencional. La gasificación es un proceso termo-químico en el cual la biomasa es calentada con poco o nada de oxígeno presente para producir un gas de baja energía. El gas luego puede ser utilizado para alimentar una turbina de gas o un motor de combustión para generar electricidad. La gasificación también puede disminuir los niveles de emisión en comparación con la producción de energía con combustión directa y un ciclo de vapor.

La *pirólisis* es un proceso mediante el cual la biomasa es expuesta a altas temperaturas en ausencia de aire, causando su descomposición. Los productos de la pirólisis siempre incluyen gas ("biogás"), líquido ("bioaceite") y sólido (material carbonoso o "char"); las proporciones relativas de cada uno dependen de las características del combustible, el método de pirólisis y los parámetros de la reacción como temperatura y presión. Las temperaturas más bajas producen más productos sólidos y líquidos, y las temperaturas más altas, más biogás.

• Sistemas biológicos

Estos procesos son adecuados para materiales de biomasa muy húmedos como los residuos alimenticios o agrícolas incluyendo el estiércol de animales de granja.

Digestión anaeróbica Es la descomposición bacteriana de los residuos orgánicos en un ambiente libre de oxígeno. Esto produce un biogás normalmente compuesto por un 65% de metano y un 35% de dióxido de carbono. El biogás purificado luego puede ser utilizado tanto para la generación de calefacción como de electricidad.

Fermentación. Es el proceso por el cual las plantas con un alto contenido de azúcar y almidón son descompuestas con la ayuda de microorganismos para producir etanol y metanol. El producto final es un combustible inflamable que puede ser utilizado en vehículos.

Las capacidades de las centrales eléctricas de biomasa normalmente se extienden hasta 15MW pero son posibles centrales más grandes, con una capacidad de hasta 400MW, donde parte del combustible de entrada posiblemente sea un combustible fósil, por ejemplo, carbón pulverizado. La mayor central alimentada con biomasa en el mundo está situada en Pietarsaari, en Finlandia. Construida en 2001, esta es una central CHP industrial que produce vapor (100 MWth) y electricidad (240 MWe) para la industria forestal local; y calefacción de distrito para la ciudad cercana. La caldera es una caldera de lecho fluidizado circulante diseñada para generar vapor a partir de cortezas, virutas, residuos de madera, biocombustible comercial y turba.

En 2005, un estudio encargado por Greenpeace Holanda concluyó que era técnicamente posible construir y operar una central eléctrica de biomasa de 1.000 MWe que utilice tecnología de combustión en lecho fluidizado y se alimente con pellets de madera residual⁵⁹.

9.3.6 biocombustibles

La conversión de los cultivos en etanol y biodiesel a partir de éster metílico de colza (RME) actualmente se lleva a cabo principalmente en Brasil, Estados Unidos y Europa. Los procesos para la obtención de combustibles sintéticos a partir de gases "biogénicos" también desempeñarán un rol más importante en el futuro. En teoría, los biocombustibles pueden producirse a partir de cualquier fuente de carbono biológico, aunque la más común son las plantas fotosintéticas. Varias plantas y materiales derivados de ellas son utilizados para la producción de biocombustibles.

Mundialmente, los biocombustibles son utilizados principalmente para la propulsión de vehículos, pero también pueden ser utilizados para otros propósitos. La producción y el uso de los biocombustibles deben resultar en una reducción neta de emisiones de carbono en comparación con el uso de combustibles fósiles tradicionales para tener un efecto positivo en la mitigación del cambio climático. Los biocombustibles sustentables pueden reducir la dependencia del petróleo y con ello mejorar la seguridad energética.

- EL **bioetanol** es un combustible fabricado a partir de la fermentación de azúcares. Esto se logra accediendo a los azúcares en forma directa (caña de azúcar o remolacha) o descomponiendo el almidón de granos como el trigo, el centeno, la cebada o el maíz. En la Unión Europea el bioetanol es producido principalmente a partir de granos y el trigo es la materia prima dominante. En Brasil, la materia prima preferida es la caña de azúcar, mientras que en los Estados Unidos es el maíz. El bioetanol producido a partir de cereales tiene un subproducto, un alimento para animales rico en proteína llamado Granos Secos de Destilería con Solubles (DDGS, según sus siglas en inglés). Por cada tonelada de cereales utilizados para producir etanol, un tercio, en promedio, entrará en la corriente de alimentación animal como DDGS. Debido a su elevado nivel proteico, es actualmente utilizado como reemplazo para la torta de soja. El bioetanol puede mezclarse en la gasolina directamente o ser utilizado en la forma de ETBE (Etil Ter Butil Éter).
- El **biodiesel** es un combustible producido a partir de aceite vegetal procedente de semillas de colza, de girasol o granos de soja, así como aceites de cocina usados o grasas animales. Si los aceites vegetales usados fueran reciclados como materia prima para la producción de biodiesel, esto puede reducir la contaminación del aceite desechado y proporciona una nueva manera de transformar un producto residual en energía para el transporte. Las mezclas de biodiesel y diesel convencional a base de hidrocarburos son los productos más comunes distribuidos en el mercado al por menor de los combustibles de transporte.

La mayoría de los países utilizan un sistema de etiquetado para indicar la proporción de biodiesel en cualquier mezcla de combustible. El combustible que contiene un 20% de biodiesel es etiquetado como B20, mientras que se hace referencia al biodiesel puro como B100. Las mezclas de 20% de biodiesel con 80% de diesel de petróleo (B20) generalmente pueden ser utilizadas en motores diesel sin modificar. Para ser utilizado en su forma pura (B100) un motor puede requerir ciertas modificaciones. El biodiesel también puede ser utilizado como combustible para calefacción en calderas domésticas y comerciales. Los hornos antiguos pueden contener partes de goma que serían afectadas por las propiedades solventes del biodiesel pero, de lo contrario, puede quemarse sin ninguna conversión.

⁵⁹ 'OPPORTUNITIES FOR 1,000 MWE BIOMASS-FIRED POWER PLANT IN THE NETHERLANDS', GREENPEACE HOLANDA, 2005.

imagen A TRAVÉS DE LA QUEMA DE ASTILLAS DE MADERA LA PLANTA DE ENERGÍA GENERA ENERGÍA ELÉCTRICA, O CALOR. AQUÍ VEMOS EL ALMACENAMIENTO DE CHIPS DE MADERA CON CAPACIDAD DE 1.000 M3 CON LOS CUALES LA PLANTA PUEDE FUNCIONAR, SIN PERSONAL, POR UNOS 4 DÍAS. LELYSTAD, HOLANDA.

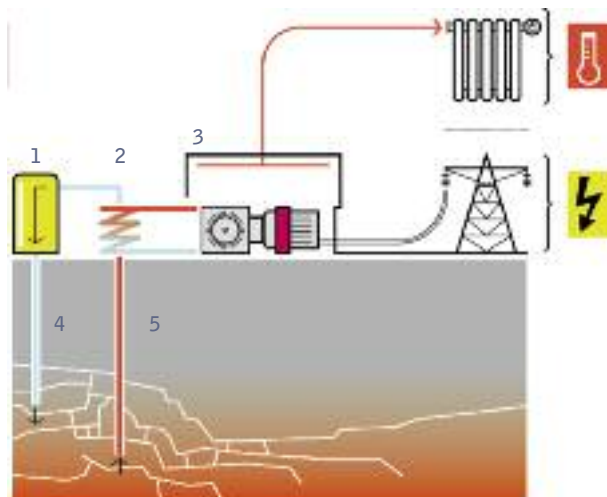


9.3.7 energía geotérmica

La energía geotérmica es calor derivado de las profundidades de la corteza terrestre. En muchas zonas, este calor llega a la superficie en un estado muy difuso. Sin embargo, debido a una variedad de procesos geológicos, algunas zonas, incluyendo la parte oeste de EE.UU., oeste y centro de Europa del Este, Islandia, Asia y Nueva Zelanda, están sostenidas por fuentes geotermales relativamente poco profundas. Éstas se clasifican como de baja temperatura (menos de 90° C), temperatura moderada (90° a 150° C) o alta temperatura (mayor a 150° C). Los usos que se le pueden dar a estos recursos dependen de la temperatura. La temperatura más alta se utiliza generalmente sólo para la generación de electricidad. La capacidad mundial de generación geotérmica asciende a 10.700 MW aproximadamente y actualmente el país líder es EE.UU., con más de 3.000 MW, seguido por Filipinas (1.900 MW) e Indonesia (1.200 MW). Los recursos de baja y moderada temperatura pueden ser utilizados directamente o por medio de bombas de calor geotérmicas.

Las **centrales de energía geotérmica** utilizan el calor natural de la tierra para vaporizar agua o un medio orgánico. Luego el vapor creado impulsa una turbina que produce electricidad. En EE.UU., Nueva Zelanda e Islandia esta técnica ha sido utilizada ampliamente durante décadas. En Alemania, donde es necesario perforar varios kilómetros para alcanzar las temperaturas necesarias, está sólo en las etapas de prueba. Las **centrales de calor geotérmicas** requieren temperaturas menores y el agua caliente es utilizada directamente.

figura 9.6: tecnología geotérmica



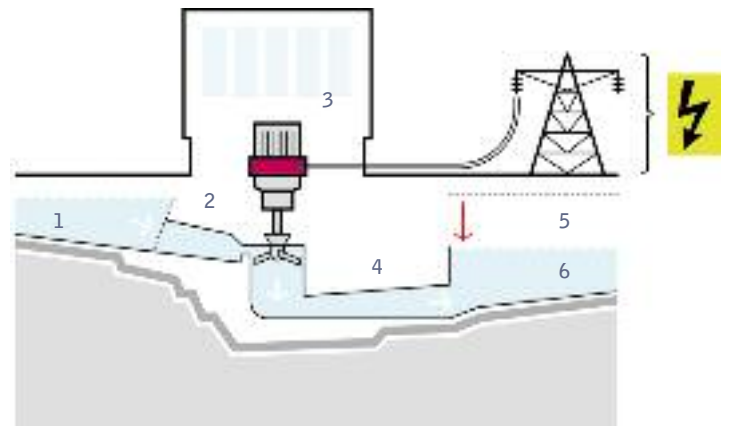
1. BOMBA
2. INTERCAMBIADOR DE CALOR
3. TURBINA DE GAS Y GENERADOR
4. AGUJERO DE PERFORACIÓN PARA LA INYECCIÓN DE AGUA FRÍA
5. AGUJERO DE PERFORACIÓN PARA LA EXTRACCIÓN DE AGUA CALIENTE

9.3.8 energía hidroeléctrica

El agua ha sido utilizada para generar electricidad durante casi un siglo. Hoy en día, alrededor de un quinto de la electricidad mundial es producida a partir de energía hidráulica. Las grandes centrales hidroeléctricas con diques de hormigón y extensos embalses suelen tener impactos muy negativos en el medio ambiente, requiriendo la inundación de zonas habitables. Las centrales pequeñas de agua fluyente, que son turbinas alimentadas por una sección de agua corriente en un río pueden producir electricidad de una manera respetuosa con el medio ambiente.

El requisito principal para la energía hidráulica es crear una cabeza artificial para que el agua sea desviada a través de un canal de entrada o tuberías hacia una turbina para luego ser vertida río abajo nuevamente. Las pequeñas centrales hidráulicas son principalmente de agua fluyente y no se acumulan grandes cantidades de agua, requiriendo para ello la construcción de grandes diques y embalses. Existen dos grandes categorías de turbinas. En una turbina de impulso o acción (en particular la Pelton), un chorro de agua incide en el corredor, diseñado para invertir la dirección del chorro y por lo tanto extrae el momento o cantidad de movimiento⁶⁰ del agua. Esta turbina es adecuada para grandes saltos hidráulicos de bajo caudal. Las turbinas de reacción (en particular, Francis y Kaplan) operan llenas de agua y generan fuerzas hidrodinámicas ascensoriales para impulsar las palas de la turbina. Estas turbinas son adecuadas para saltos medios o bajos con caudal medio o grande.

figura 9.7: hidrotecnología



1. ENTRADA
2. FILTRO
3. GENERADOR
4. TURBINA
5. CABEZA
6. SALIDA

60 MAGNITUD VECTORIAL, QUE INDICA EL GRADO DE GIRO QUE PRODUCE UNA FUERZA A UN CUERPO ALREDEDOR DE UN PUNTO DENOMINADO: CENTRO DE MOMENTOS O CENTRO DE GIRO.

9.3.9 energía oceánica

energía mareomotriz La energía mareomotriz puede aprovecharse mediante la construcción de un dique o represa a través de un estuario o bahía con una amplitud de marea de, al menos, cinco metros. Los portones en la represa permiten que la marea entrante se acumule en la cuenca detrás del paredón. Luego, estos portones se cierran de modo que cuando la marea se retire, el agua pueda ser canalizada a través de turbinas para generar electricidad. Se han construido barreras de marea a través de estuarios en Francia, Canadá y China pero una combinación de proyecciones de altos costos junto con objeciones ambientales a los efectos producidos sobre los hábitat de los estuarios ha limitado una mayor expansión de esta tecnología.

energía de las olas y corrientes marinas En la generación de energía de las olas una estructura interactúa con las olas entrantes, convirtiendo esta energía en electricidad a través de un sistema hidráulico, mecánico o neumático de despegue. Se mantiene la estructura en posición mediante un sistema de amarre o colocándola directamente sobre el fondo del mar/costa. La energía se transmite al lecho marino por un cable flexible eléctrico sumergido y a la costa por un cable submarino.

En la generación de **corrientes marinas**, una máquina similar al rotor de una turbina eólica es colocada bajo el agua, instalada en una columna fija al fondo marino; a continuación el rotor gira para generar electricidad a partir de las corrientes de movimiento rápido. Prototipos de 300kW se encuentran en operación en el Reino Unido.

Los convertidores de energía oceánica pueden estar compuestos por grupos conectados de unidades generadoras más pequeñas, de 100 a 500 kW; o varios módulos interconectados mecánica o hidráulicamente, pueden suministrar a una sola turbina generadora más grande de 2 a 20 MW. Las olas grandes necesarias para hacer más rentable la tecnología suelen encontrarse a grandes distancias de la orilla, sin embargo, requieren costosos cables submarinos para transmitir la energía. Los convertidores por sí solos también ocupan grandes cantidades de espacio. La energía oceánica tiene la ventaja de proporcionar un suministro más predecible que la energía eólica y puede situarse en el océano sin mucha intrusión visual.

No existe tecnología comercial líder en la conversión de energía oceánica en la actualidad. Diferentes sistemas están siendo desarrollados en el mar para realizar pruebas de prototipo. El sistema más grande instalado y conectado a la red hasta el momento es el Pelamis, de 2,25 MW, con secciones cilíndricas semi-sumergidas vinculadas operando frente a la costa de Portugal. La mayoría del trabajo de desarrollo se ha llevado a cabo en el Reino Unido.

Los sistemas de energía oceánica pueden dividirse en tres grupos, descriptos a continuación.

- **Dispositivos de línea costera (shoreline).** Se fijan a la costa o se incrustan en la línea costera, con la ventaja de una instalación y mantenimiento más fácil. Asimismo, no requieren amarres en aguas profundas o grandes longitudes de cable eléctrico submarino. La desventaja es que experimentan un régimen de olas con mucha menor potencia. El tipo de dispositivo de línea costera más avanzado es la columna de agua oscilante (OWC, según sus siglas en inglés). Un ejemplo es la central de Pico, una OWC costera de 400 kW nominales equipada con una turbina Wells construida en la década de 1990. Otro sistema que puede ser integrado en un rompeolas es el convertidor Seawave Slot-Cone.
- **Dispositivos cerca de la costa (near shore).** Son desplegados en aguas de profundidad moderada (~20 a 25 m) a distancias de hasta ~500m de la costa. Poseen las mismas ventajas que los dispositivos de línea costera pero están expuestos a olas más fuertes y productivas. Estos incluyen los "sistemas de absorbedores puntuales".
- **Dispositivos de alta mar (offshore).** Explotan las olas de regímenes más potentes disponibles en aguas profundas (>25 m de profundidad). Los diseños más recientes de dispositivos de alta mar se concentran en pequeños dispositivos modulares, obteniendo una salida de alta potencia cuando se despliega en formaciones. Un ejemplo es el sistema AquaBuOY, un sistema de absorbedor puntual de flotación libre que reacciona contra un tubo sumergido lleno de agua. Otro ejemplo es el Wave Dragon, que utiliza un diseño reflector de olas para enfocar la ola hacia una rampa y llenar un depósito elevado.



imágenes 1. CULTIVOS BIOMÁSICOS. **2.** ENERGÍA OCEÁNICA. **3.** ENERGÍA SOLAR DE CONCENTRACIÓN (CSP).

política climática y energéticas

GLOBAL

POLÍTICA CLIMÁTICA
POLÍTICA ENERGÉTICA Y
REGULACIÓN DEL MERCADO

METAS E INCENTIVOS PARA LAS
ENERGÍAS RENOVABLES

RENOVABLES PARA CALEFACCIÓN Y
REFRIGERACIÓN
EFICIENCIA ENERGÉTICA E
INNOVACIÓN



LA ENERGÍA EN MODO DE ESPERA ES
ENERGÍA DESPERDICIA. MUNDIALMENTE, CONTAMOS CON 50
CENTRALES DE ENERGÍA SUCIA OPERANDO
SÓLO PARA NUESTRA ENERGÍA EN MODO
ESPERA DESPERDICIA. 0: SI
REDUJÉRAMOS NUESTRA RESERVA A SÓLO
1 WATT, PODRÍAMOS EVITAR LA
CONSTRUCCIÓN DE 50 NUEVAS CENTRALES
DE ENERGÍA SUCIA.
© M. DIETRICH/DREAMSTIME

“...por lo que insto al
gobierno a actuar y a
actuar con rapidez.”

LYN ALLISON

LÍDER DE LOS DEMÓCRATAS AUSTRALIANOS, SENADORA (2004-2008)

Si la [r]evolución energética ha de suceder, los gobiernos del mundo deberán desempeñar un rol principal. Su contribución incluirá la regulación del mercado energético, tanto de la oferta como de la demanda, educando a todos, desde los consumidores hasta los empresarios, y estimulando el mercado de las energías renovables y la eficiencia energética mediante una serie de mecanismos económicos. También pueden basarse en las políticas exitosas ya adoptadas por algunos países.

Para empezar, necesitan acordar nuevos compromisos vinculantes de reducción de emisiones en la segunda fase del Protocolo de Kyoto. Sólo mediante el establecimiento de objetivos estrictos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero el costo del carbono se volverá lo suficientemente alto para reflejar adecuadamente su impacto en la sociedad. Esto, a su vez, estimulará las inversiones en energía renovable. A través de un financiamiento masivo para la mitigación y la cooperación tecnológica, los países industrializados también estimularán el desarrollo de la energía renovable y la eficiencia energética en los países en vías de desarrollo.

Junto a estas medidas, un apoyo específico para la introducción del sistema "Feed-in Tariff" en el mundo en desarrollo, cuyos costos adicionales podrían ser financiados por países industrializados, podría crear incentivos similares a los que se encuentran en países como Alemania y España, donde el crecimiento de la energía renovable está en auge. Las medidas de eficiencia energética deberían apoyarse más firmemente a través del proceso de Kyoto y sus mecanismos financieros.

Los mercados de carbono también pueden jugar un rol distintivo para hacer que la [r]evolución energética suceda, aunque el funcionamiento del mercado de carbono necesita una revisión minuciosa a fin de asegurar que el precio del carbono sea lo suficientemente alto para reflejar su costo real. Sólo entonces podremos crear un escenario de igualdad de condiciones para la energía renovable y ser capaces de calcular los beneficios económicos de la eficiencia energética.

Los países industrializados deberían asegurar que todos los flujos financieros para proyectos energéticos en países en vías de desarrollo sean dirigidos hacia las energías renovables y la eficiencia energética. Toda asistencia financiera, ya sea a través de subvenciones, préstamos o garantías de comercio orientadas al apoyo de la producción de energía nuclear y de combustibles fósiles, debería ser eliminada gradualmente en los próximos dos a cinco años. Las instituciones financieras internacionales, agencias de crédito para la exportación y agencias de desarrollo deberían proporcionar el financiamiento e infraestructura requeridos para la creación de sistemas y redes para proporcionar el capital semilla, el apoyo institucional y la capacidad para facilitar la implementación de la [r]evolución energética en países en vías de desarrollo.

Mientras que cualquier política energética debe ser adaptada a la situación local, proponemos las siguientes políticas para promover la [r]evolución energética que todos los países deberían adoptar.

10.1 política climática

Las políticas destinadas a limitar los efectos del cambio climático y avanzar hacia un futuro de energía renovable, deben estar basadas en la penalización de las fuentes de energía que contribuyen a la contaminación mundial.

Acción: Eliminar gradualmente los subsidios para la producción de energía nuclear y de combustibles fósiles y el uso ineficiente de la energía

El Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (UNEP) estima (agosto de 2008) el monto anual en subsidios energéticos en todo el mundo en alrededor de US\$300 mil millones, o el 0,7% del PBI mundial⁶¹. Aproximadamente, el 80% de este es destinado a la financiación de los combustibles fósiles y más del 10% al apoyo a la energía nuclear. La mayor parte se utiliza para reducir artificialmente el precio real de los combustibles fósiles. Los subsidios (incluyendo las garantías de préstamo) hacen a la eficiencia energética menos atractiva, mantienen la energía renovable fuera de la plaza del mercado y apuntalan tecnologías no competitivas e ineficientes.

La eliminación de los subsidios directos e indirectos a los combustibles fósiles y la energía nuclear nos ayudará a avanzar hacia la igualdad de condiciones en el sector energético. El desguace de estos pagos, según el UNEP, reduciría las emisiones de gases de efecto invernadero hasta un 6% anual, al tiempo que contribuiría en un 0,1% al PBI mundial. Muchos de estos subsidios aparentemente bien intencionados rara vez tienen sentido económico y casi nunca abordan la pobreza, cuestionando así la opinión generalizada de que tales subsidios ayudan a los pobres.

En cambio, los gobiernos deberían utilizar subsidios para estimular la inversión en medidas de ahorro energético y la implementación de las energías renovables mediante la reducción de sus costos de inversión. Este apoyo podría incluir subvenciones, préstamos favorables e incentivos fiscales, como la reducción de impuestos para equipamiento energéticamente eficiente, una depreciación acelerada, créditos tributarios y deducciones fiscales.

Los países del G20, reunidos en Filadelfia en septiembre de 2009, convocaron a los líderes mundiales a eliminar los subsidios a los combustibles fósiles, pero casi ningún progreso se ha hecho desde entonces hacia la implementación de la resolución.

Acción: Introducir el principio de "el que contamina paga"

Una forma de subsidio indirecto sustancial proviene del hecho de que el mercado energético no incorpora los costos externos para la sociedad del uso de combustibles fósiles y energía nuclear. Las estructuras de fijación de precios en los mercados energéticos deberían reflejar los costos totales de producción de energía para la sociedad.

Esto requiere que los gobiernos apliquen un sistema de "el que contamina paga" que cobre a los emisores en consecuencia o aplique una compensación adecuada a los no-emisores. La adopción de la tributación para las fuentes de electricidad o la compensación equivalente a las fuentes de energía renovable, y la exención de las renovables de los impuestos energéticos relacionados con el medio ambiente, son fundamentales para alcanzar una competencia más justa en los mercados eléctricos mundiales.

referencia

61 "REFORMING ENERGY SUBSIDIES: OPPORTUNITIES TO CONTRIBUTE TO THE CLIMATE CHANGE AGENDA", PNUMA, 2008.

imagen UNA MUJER DELANTE DE SU CASA INUNDADA EN LA ISLA DE SATJELLIA. DEBIDO A LA LEJANÍA DE LAS ISLAS SUNDARBANS, PANELES SOLARES SON UTILIZADOS POR MUCHOS DE LOS POBLADORES. COMO LA MAREA ALTA INVADIR LA ISLA, EL PUEBLO SIGUE AISLADO, RODEADO POR LAS INUNDACIONES.



El costo real de la producción de energía convencional incluye los gastos absorbidos por la sociedad, tales como impactos sobre la salud y la degradación ambiental local y regional –desde la contaminación por mercurio a la lluvia ácida–, así como los impactos globales adversos del cambio climático. Los costos ocultos incluyen la condonación del seguro de accidente nuclear que es demasiado costoso para ser cubierto por los operadores de centrales de energía nuclear. La Convención de Viena de 1997 sobre responsabilidad nuclear requiere que los operadores nucleares se responsabilicen de los daños sólo hasta US\$ 480 millones⁶², menos de un centésimo de la estimación de daños por el desastre de Fukushima (US\$ 70.000 a 250.000 millones)⁶³. Muchos países no han ratificado aún este insuficiente acuerdo. Además, la mayoría de los países tienen acuerdos para proteger a los operadores nucleares de tener que obtener un seguro o inmovilizar capital para cumplir con su responsabilidad. Por ejemplo, en los Estados Unidos la ley Price-Anderson extiende la responsabilidad entre todos los operadores nucleares y exige a las empresas contribuir a un fondo de compensación sólo cuando el accidente ya haya ocurrido⁶⁴.

A pesar de que el daño ambiental debería, en teoría, ser rectificado obligando a los contaminadores a pagar, los impactos ambientales de la generación de electricidad pueden ser difíciles de cuantificar. ¿Cómo se le pone un precio a los hogares perdidos en las islas del Pacífico como resultado del derretimiento de las capas de hielo, a la salud deteriorada y a las vidas humanas?

ExternE, un proyecto ambicioso financiado por la Comisión Europea, ha intentado cuantificar los costos ambientales totales de la generación de electricidad. Se estima que el costo de producir electricidad a partir de carbón o petróleo se duplicaría y que a partir del gas aumentaría un 30% si los costos externos, en la forma de daños al medio ambiente y la salud, fueran tenidos en cuenta. Si esos costos ambientales fueran aplicados a la generación eléctrica en función de su impacto, muchas fuentes de energía renovable no necesitarían ningún apoyo. Si, al mismo tiempo, los subsidios directos e indirectos a los combustibles fósiles y la energía nuclear fueran suprimidos, la necesidad de apoyar la generación de electricidad renovable disminuiría seriamente o dejaría de existir.

Una forma de lograr esto es mediante un impuesto al carbono que garantice que se abone un precio fijo por cada unidad de carbono liberada a la atmósfera. Tales impuestos son o están siendo implementados en países como Suecia y el estado de Columbia Británica en Canadá. Otro enfoque es a través del tope y comercio, como funciona en la Unión Europea y se planifica en Nueva Zelanda y varios estados norteamericanos. Este concepto da un valor en el mercado a la reducción de la contaminación.

En teoría, el tope y comercio incentiva las innovaciones tecnológicas y los procesos que reducen la contaminación hasta los niveles requeridos. Un tope y comercio exigente puede aprovechar las fuerzas del mercado para lograr reducciones rentables de emisiones de gases de efecto invernadero. Pero esto sólo será posible si los gobiernos implementan verdaderos planes de tope y comercio en donde “el que contamina paga” que les permita cobrar a los emisores por contaminar.

Los programas gubernamentales que asignan una cantidad máxima de emisiones a las plantas industriales han demostrado ser efectivos en la promoción de la eficiencia energética en ciertos sectores industriales. Para ser exitosos, sin embargo, estos permisos deben ser estrictamente limitados y su asignación subastada.

10.2 política energética y regulación del mercado

Habrà que realizar reformas esenciales en el sector eléctrico si las nuevas tecnologías de energía renovable han de ser implementadas más ampliamente.

Acción: Reformar el mercado eléctrico para permitir una mejor integración de las tecnologías de energía renovable

Los procedimientos complejos de concesión de licencias y las barreras burocráticas constituyen uno de los obstáculos más difíciles a los que se enfrentan las energías renovables en muchos países. Se debería establecer un calendario claro para la aprobación de proyectos de energía renovable para todas las administraciones en todos los niveles, y deberían recibir un trato prioritario. Los gobiernos deberían proponer pautas de procedimiento más detalladas para fortalecer la legislación vigente y, al mismo tiempo, agilizar los procedimientos de concesión de licencias.

Otras barreras incluyen la falta de planificación de recursos, a largo plazo e integrados, a nivel nacional, regional y local; la falta de previsibilidad y estabilidad en los mercados; la propiedad de la red por parte de empresas integradas verticalmente y la ausencia de acceso a redes para fuentes de energía renovable a gran escala, tales como la energía eólica marina o las centrales térmicas solares. La Agencia Internacional de Energía ha identificado a Dinamarca, España y Alemania como ejemplos de buenas prácticas en un mercado eléctrico reformado que apoya la integración de las energías renovables.

Con el fin de eliminar estas barreras de mercado, los gobiernos deberían:

- agilizar los procedimientos de planificación y sistemas de permisos, e integrar la planificación de costo mínimo de la red;
- garantizar el acceso a la red a precios justos y transparentes;
- garantizar el acceso prioritario y la seguridad en la transmisión de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable, incluyendo un reconocimiento financiero por los beneficios de la generación distribuida;
- desagregar todos los servicios de generación, distribución y venta en empresas separadas;
- garantizar que los costos del desarrollo y refuerzo de la infraestructura de la red estén a cargo de la autoridad de gestión de la red, en lugar de recaer sobre proyectos individuales de energía renovable;
- garantizar la divulgación del mix de combustibles y el impacto ambiental a los usuarios finales;
- establecer tarifas de electricidad y energía final progresivas para que el precio de un kWh cueste más para quienes consumen más;
- establecer programas de gestión de demanda diseñados para limitar la demanda energética, reducir las cargas pico y maximizar el factor de capacidad del sistema de generación. La gestión de demanda también debería ser adaptada para facilitar la máxima proporción posible de energías renovables en el mix de energías;
- introducir estructuras de fijación de precios en los mercados energéticos para reflejar los costos totales de producir energía para la sociedad.

referencias

⁶² [HTTP://WWW.IAEA.ORG/PUBLICATIONS/DOCUMENTS/CONVENTIONS/SUPCOMP.HTML](http://www.iaea.org/publications/documents/conventions/supcomp.html)

⁶³ NHK 31 DE MAYO 2011: LA RECOMPOSICION TRAS FUKUSHIMA PODRÍA COSTAR HASTA US\$ 250 MIL MILLONES.

⁶⁴ [HTTP://WWW.NRC.GOV/READING-RM/DOC-COLLECTIONS/FACT-SHEETS/FUNDS-FS.HTML](http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/fact-sheets/funds-fs.html)

10.3 metas e incentivos para las energías renovables

En tiempos donde los gobiernos alrededor del mundo están en el proceso de liberalizar sus mercados eléctricos, la creciente competitividad de las energías renovables debería conducir a una mayor demanda. Sin embargo, sin apoyo político, la energía renovable sigue en desventaja marginada por las distorsiones en los mercados mundiales de la electricidad creadas a través de décadas de apoyo masivo financiero, político y estructural a las tecnologías convencionales. Desarrollar las renovables requerirá, por lo tanto, grandes esfuerzos políticos y económicos, especialmente a través de leyes que garanticen tarifas estables sobre un período de hasta 20 años.

En la actualidad, los nuevos generadores de energías renovables deben competir con las viejas centrales nucleares y de combustibles fósiles que producen electricidad a un costo marginal, dado que los consumidores y contribuyentes ya han pagado por el interés y la amortización de las inversiones originales. Es necesaria la acción política para superar estas distorsiones y crear igualdad de condiciones.

Los mecanismos de apoyo para los diferentes sectores y tecnologías pueden variar de acuerdo a las características regionales, las prioridades o los puntos de partida pero deberían aplicarse algunos principios generales. Estos son:

- **Estabilidad a largo plazo:** los formadores de políticas deben asegurarse de que los inversores puedan confiar en una estabilidad a largo plazo para cualquier plan de apoyo. Es absolutamente crucial evitar los cambios del mercado al cambiar de sistema o de nivel de apoyo con frecuencia.
- **Incentivar beneficios locales y regionales y la aceptación pública:** un mecanismo de apoyo debería incentivar el desarrollo, el empleo y la generación de ingresos a nivel local y regional. También debería estimular la aceptación pública de las energías renovables incluyendo una mayor participación de las partes interesadas.

Los incentivos para las energías renovables pueden proporcionarse a través de mecanismos de apoyo, tanto para los objetivos como para los precios.

Acción: Establecer objetivos legalmente vinculantes para la energía renovable y la generación combinada de calor y electricidad

Un número creciente de países han establecido objetivos para la energía renovable, ya sea como un objetivo general o desglosados por sector entre la energía, el transporte y la calefacción. Éstos se expresan ya sea en términos de capacidad instalada o como un porcentaje del consumo energético. Por ejemplo, China y la Unión Europea tienen un objetivo de 20% de energía renovable para 2020 y Nueva Zelanda tiene un objetivo del 90% para 2025.

Aunque estos objetivos no siempre son legalmente vinculantes han servido como un catalizador importante para aumentar la proporción de energía renovable en todo el mundo. El sector eléctrico claramente necesita un horizonte a largo plazo, ya que el retorno de las inversiones suele tener lugar luego de 20 a 40 años. Los objetivos de energía renovable deben tener, por lo tanto, etapas a corto, mediano y largo plazo, y deben ser legalmente vinculantes para ser efectivos. Con el fin de incrementar significativamente la proporción de energía renovable, los objetivos también deben establecerse conforme con el potencial de cada tecnología (eólica, solar, de la biomasa, etc.) y teniendo en cuenta la infraestructura existente y prevista. Todos los gobiernos deberían llevar a cabo un análisis detallado del potencial y la viabilidad de las energías renovables en su propio país y definir, en base a ese análisis, el plazo para alcanzar, ya sea individualmente o en cooperación con otros países, un suministro energético 100% renovable.

Acción: Proporcionar un retorno estable para los inversores a través de mecanismos de apoyo a los precios

Los mecanismos de apoyo a los precios para la energía renovable son medios prácticos para corregir las fallas del mercado en el sector eléctrico. Su objetivo es apoyar la penetración en el mercado de las tecnologías de energía renovable, como la eólica y la termosolar, que actualmente sufren la competencia desleal debido al apoyo directo e indirecto al uso de los combustibles fósiles y la energía nuclear y para proporcionar incentivos para mejoras tecnológicas y reducción de costos para que las tecnologías como la fotovoltaica, la de las olas y la mareomotriz puedan competir con las fuentes convencionales en el futuro.

En general, existen dos tipos de incentivo para promover la implementación de la energía renovable. Estos son: el Sistema de Precios Fijos, donde el gobierno dictamina el precio de la electricidad (o prima) abonados al productor y permite que el mercado determine la cantidad y los Sistemas de Cuotas Renovables (en E.E.UU. se denominan Normas de Portafolio de Renovables, Renewable Portfolio Standards) donde el gobierno dictamina la cantidad de electricidad renovable y permite que el mercado determine el precio. Ambos sistemas crean un mercado protegido en un contexto de generadores convencionales subsidiados y depreciados cuyos costos ambientales externos no son contabilizados. Su objetivo es proporcionar incentivos para mejoras tecnológicas y reducción de costos conduciendo a renovables más económicas que puedan competir con las fuentes convencionales en el futuro.

La diferencia principal entre un sistema basado en cuotas y uno basado en precios es que el primero apunta a introducir competencia entre los productores de electricidad. Sin embargo, la competencia entre los fabricantes de tecnología, que es el factor más crucial para reducir los costos de la producción de electricidad, está presente independientemente de si el gobierno dictamina los precios o las cantidades. Los precios pagados a los productores de energía eólica son actualmente más elevados en muchos sistemas europeos basados en cuotas (Reino Unido, Bélgica, Italia) que en los sistemas de primas o precio fijo (Alemania, España, Dinamarca).

La Comisión Europea ha concluido que los sistemas de precios fijos son preferibles por sobre los sistemas de cuotas. Si son bien implementados, los sistemas de precios fijos son un mecanismo de apoyo confiable y financiable para los proyectos de energía renovable, proporcionando estabilidad a largo plazo y llevando a costos menores. Sin embargo, para que estos sistemas alcancen los mejores resultados posibles, el acceso prioritario a la red debe ser garantizado.

10.3.1 sistemas de precios fijos

Los sistemas de precios fijos incluyen subsidios a la inversión, "Feed-in Tariff" (FiT), sistemas de primas fijas y créditos fiscales.

- Los **subsidios a la inversión** son pagos de capital en general hechos en base a la potencia nominal (en kW) del generador. Sin embargo, en general, se reconoce que los sistemas que basan la cantidad de apoyo en el tamaño del generador en lugar de la producción de electricidad pueden conducir a un desarrollo tecnológico menos eficiente. Existe por lo tanto una tendencia mundial a alejarse de estos pagos, aunque pueden ser efectivos cuando son combinados con otros incentivos.
- **"Feed-in Tariff"**, ampliamente adoptadas en Europa, han demostrado ser extremadamente exitosas en la expansión de la energía eólica en Alemania, España y Dinamarca. A los operadores se les paga un precio fijo por cada kWh de electricidad aportado a la red. En Alemania el precio pagado varía de acuerdo a la madurez relativa de la tecnología en particular y se reduce cada año para reflejar la caída en los costos. El costo adicional del sistema está a cargo de los contribuyentes o los consumidores de electricidad.

imagen UN NIÑO NENET PRACTICA CON SU CUERDA. LOS CHICOS RECIBEN UNA CUERDA PRÁCTICAMENTE AL MOMENTO DE NACER. A LA EDAD DE SEIS SALEN A AYUDAR A ENLAZAR A LOS RENOS. EL PUEBLO INDÍGENA NENET SE MUEVEN CADA 3 O 4 DÍAS PARA QUE SUS RENOS NO SOBRE PASADOOREEN LA TIERRA Y TAMPOCO SOBREPESCAN EN LOS LAGOS. LA PENÍNSULA DE YAMAL ESTÁ BAJO LA PESADA AMENAZA DEL CALENTAMIENTO GLOBAL, LAS TEMPERATURAS AUMENTAN Y EL ANTIGUO PERMAFROST RUSO SE DERRITE.



El beneficio principal del sistema FiT es que es administrativamente simple y estimula una mejor planificación. Aunque el sistema FiT no está asociado a un Acuerdo de Compra de Energía formal, las compañías de distribución suelen estar obligadas a comprar toda la producción de las instalaciones renovables. Alemania ha reducido el riesgo político de los cambios en el sistema mediante la garantía de pagos por 20 años. El principal problema asociado a un sistema de precios fijos es que no se presta fácilmente a un ajuste, ya sea hacia arriba o hacia abajo, que permita reflejar los cambios en los costos de producción de las tecnologías renovables.

- Los **sistemas de prima fija** a veces denominados mecanismo de “bonos ambientales”, operan mediante la adición de una prima fija al precio básico mayorista de la electricidad. Desde la perspectiva de un inversor, el precio total recibido por kWh es menos predecible que bajo un sistema de FiT ya que depende de un precio de la electricidad que cambia constantemente. Sin embargo, desde la perspectiva del mercado, se argumenta que una prima fija es más fácil de integrar en el mercado eléctrico en general, porque las partes involucradas reaccionan a las señales de precio del mercado. España es el país más prominente que ha adoptado un sistema de prima fija.
- Los **créditos fiscales** como se operan en EE.UU. y Canadá, ofrecen créditos contra los pagos fiscales por cada kWh producido. En Estados Unidos el mercado ha sido impulsado por un Crédito de Impuesto a la Producción (PTC, por sus siglas en inglés) de aproximadamente 1,8 centavos de US\$ por kWh. Éste se ajusta anualmente por inflación.

10.3.2 sistemas de cuotas de renovables

Se han empleado dos tipos de sistema de cuotas de renovables: los sistemas de licitación y los sistemas de certificados verdes.

- Los **sistemas de licitación** comprenden la licitación pública de los contratos para construir y operar un proyecto en particular o una cantidad fija de capacidad renovable en un país o estado. Aunque normalmente se toman en cuenta otros factores, la oferta de menor precio siempre gana. Este sistema ha sido utilizado para promover la energía eólica en Irlanda, Francia, el Reino Unido, Dinamarca y China. La desventaja es que los inversores pueden hacer una oferta a un precio antieconómico con el fin de obtener el contrato, y luego no construir el proyecto. Bajo el sistema de licitación de la Obligación de Combustibles No Fósiles (NFFO, según sus siglas en inglés) del Reino Unido, por ejemplo, muchos contratos no fueron utilizados. Fue eventualmente abandonado. Sin embargo, de diseñarse apropiadamente, con contratos largos, un vínculo claro al consentimiento de planificación y un precio mínimo posible, la licitación para proyectos a gran escala podría ser efectiva, como lo ha sido para la extracción marina (offshore) de petróleo y gas en el Mar del Norte europeo.
- Los **sistemas de Certificados Verdes Negociables (TGC, por sus siglas en inglés)** operan mediante el otorgamiento de “certificados verdes” por cada kWh generado por un productor renovable. El valor de estos certificados, que pueden negociarse en un mercado, es luego adicionado al valor de la electricidad básica. Un sistema de certificados verdes normalmente opera en combinación con una cuota creciente de la generación de electricidad renovable. Las compañías energéticas están obligadas por ley a adquirir una entrada de renovables cada vez mayor. Los países que han adoptado este sistema incluyen el Reino Unido e Italia en Europa y muchos estados individuales en EE.UU., donde se lo conoce como Normas de Portafolio de Renovables. En comparación con un precio de licitación fijo, el modelo de los TGC es más riesgoso para el inversor, ya que el precio fluctúa a diario, a menos que se desarrollen

mercados efectivos para contratos de certificados (y electricidad) a largo plazo. Tales mercados no existen en la actualidad. El sistema es también más complejo que en otros mecanismos de pago.

10.4 renovables para calefacción y refrigeración

El requisito fundamental para la calefacción y la refrigeración es a menudo olvidado en el mix energético. En muchas regiones del mundo, como Europa, casi la mitad de la demanda total energética es para calefacción/refrigeración. Esta demanda puede ser satisfecha económicamente sin depender de los combustibles fósiles.

Las políticas deberían asegurarse de que los objetivos específicos y las medidas apropiadas para apoyar la calefacción y refrigeración renovables, sean parte de toda estrategia nacional de energías renovables. Éstas deberían incluir incentivos financieros, campañas de concientización, capacitación para los instaladores, arquitectos e ingenieros de calefacción y proyectos de demostración. Para los edificios nuevos y aquellos que están experimentando una renovación importante, debería introducirse la obligación de cubrir una porción mínima del consumo de calor con energías renovables, como ya se implementó en algunos países. Al mismo tiempo debería llevarse a cabo un aumento de las actividades de I + D (Investigación + Desarrollo), particularmente, en los sectores de almacenamiento de calor y refrigeración renovable.

Los gobiernos también deberían promover el desarrollo de la generación combinada de calor y electricidad en aquellos sectores industriales más atractivos para la CHP donde existe una demanda por calor, ya sea directo o a través de un sistema de calefacción de distrito local (existente o potencial). Los gobiernos deberían establecer objetivos y estándares de eficiencia para la CHP y proporcionar incentivos financieros para la inversión en instalaciones industriales.

10.5 eficiencia energética e innovación

Acción: Establecer estándares estrictos de eficiencia y emisiones para los electrodomésticos, edificios, centrales eléctricas y vehículos

Las políticas y medidas para promover la eficiencia energética existen en muchos países. Las etiquetas energéticas y de información, los estándares de rendimiento energético mínimo obligatorio y los acuerdos voluntarios de eficiencia son las medidas más populares. Las políticas gubernamentales efectivas usualmente contienen dos elementos: aquellos que empujan el mercado a través de los estándares y aquellos que lo tiran a través de incentivos; y han demostrado ser una forma efectiva y de bajo costo para coordinar una transición hacia una mayor eficiencia energética.

Por ejemplo, el programa líder en Japón es un plan de reglamentación con objetivos obligatorios que da incentivos a los fabricantes e importadores de equipos consumidores de energía para mejorar continuamente la eficiencia de sus productos. Opera permitiendo que los mejores modelos en el mercado actual determinen los niveles para los estándares futuros.

En el sector residencial en los países industrializados, el consumo de la energía en modo de espera (stand by, en inglés) oscila entre 20 a 60 watts por vivienda y equivalente a entre un 4 y un 10% del consumo energético residencial total. Sin embargo, la tecnología para reducir la energía en modo de espera a 1 watt está disponible. Un estándar global, como el que propone la IEA, podría encomendar esta reducción. Japón, Corea del Sur y el estado de California no han esperado para este enfoque internacional y ya han adoptado normas de modo de espera.

Los gobiernos deberían encomendar la eliminación de las lámparas incandescentes e ineficientes y sustituirlas por iluminación más eficiente. Países como Cuba, Venezuela y Australia ya las han

prohibido. Argentina ya cuenta con la ley nacional 26.473 que prohíbe la comercialización e importación de lámparas incandescentes para uso residencial general en todo el territorio a partir del 1 de junio de 2011.

Los gobiernos también deberían establecer estándares de emisiones para automóviles y centrales eléctricas, como los propuestos en Europa para los automóviles de pasajeros de 120 g CO₂/km y 350 g/kWh para las centrales eléctricas. Estándares de emisión similares, como los implementados en China, Japón y los estados de Washington y California, en Estados Unidos, apoyarán la innovación y garantizarán que los vehículos y las centrales ineficientes sean prohibidos.

Acción: Apoyar la innovación en eficiencia energética, los sistemas de transporte bajos en carbono y la producción de energía renovable

La innovación desempeñará un papel importante en hacer que la Trévolución energética suceda, y es necesaria para hacer realidad la ambición de mejoras constantes en los estándares de eficiencia y emisiones. Los programas que apoyan el desarrollo y la difusión de la energía renovable y la eficiencia energética, son un foco tradicional de las políticas energéticas y ambientales debido a que las innovaciones energéticas se enfrentan a barreras a lo largo de toda la cadena de suministro energético (desde la I+ D pasando por proyectos de demostración y una implementación generalizada). El apoyo gubernamental directo a través de una serie de instrumentos fiscales, tales como los incentivos fiscales es vital para acelerar la implementación de nuevas tecnologías radicales debido a la falta de inversión de la industria. Esto sugiere que existe un papel para el sector público en el aumento de la inversión directa y en la corrección de los obstáculos reglamentarios y del mercado que inhiben la inversión en nueva tecnología.

Los gobiernos necesitan invertir en investigación y desarrollo para electrodomésticos y técnicas de construcción más eficientes, en nuevas formas de aislamiento, en los nuevos tipos de producción de energía renovable (como la energía mareomotriz y la de las olas) así como también en un futuro de transporte bajo en carbono a través del desarrollo de mejores baterías para vehículos eléctricos o combustibles para aviación a partir de fuentes renovables. Los gobiernos necesitan comprometerse en la innovación, tanto a través del financiamiento de la investigación con fondos públicos como a través del apoyo a la investigación y desarrollo privados.

Hay muchas formas de apoyar la innovación. Las políticas más importantes son aquellas que reducen el costo de la investigación y el desarrollo, como los incentivos fiscales, los subsidios de personal o las subvenciones a proyectos. El apoyo financiero para la investigación y el desarrollo de soluciones energéticas del tipo "callejón sin salida" como la fusión nuclear, deberían desviarse para apoyar la energía renovable, la eficiencia energética y las soluciones energéticas descentralizadas.

Las propuestas concretas de medidas de eficiencia e innovación incluyen:

10.5.1 electrodomésticos e iluminación

- **Estándares de eficiencia** Los gobiernos deberían establecer estándares de eficiencia ambiciosos, exigentes y obligatorios para todos los aparatos de consumo energético que respondan constantemente a la innovación técnica e imponer la eliminación de los aparatos más ineficientes. Estos estándares deberían permitir la prohibición de los productos ineficientes en el mercado, con sanciones por incumplimiento.
- **Concientización de los consumidores** Los gobiernos deberían informar a los consumidores y/o establecer sistemas que obliguen a los distribuidores y fabricantes a hacerlo, acerca de la eficiencia energética de los productos que utilizan y compran, incluyendo programas que aumenten la concientización y educacionales. Los

consumidores a menudo toman sus decisiones basados en factores no financieros pero carecen de la información necesaria.

- **Etiquetas energéticas** Las etiquetas proporcionan un medio para informar a los consumidores acerca del rendimiento relativo o absoluto y los costos energéticos del funcionamiento del producto. Los gobiernos deberían apoyar el desarrollo de etiquetas de aprobación y comparación para los electrodomésticos.

10.5.2 edificios

- **Códigos para edificios residenciales y comerciales** Los gobiernos deberían establecer para edificios códigos obligatorios que demanden la utilización de una porción establecida de energía renovable para la calefacción y refrigeración y el cumplimiento de un nivel de consumo energético anual limitado. Estos códigos deberían ser actualizados periódicamente con el fin de hacer uso de los productos frescos en el mercado y el incumplimiento debería ser penalizado.
- **Incentivos financieros** Dado que los costos de inversión son a menudo un obstáculo para la aplicación de medidas de eficiencia energética, en particular para la reconversión de opciones de energía renovable, los gobiernos deberían ofrecer incentivos financieros, incluyendo planes de reducción impositiva, subsidios a la inversión y préstamos preferenciales.
- **Intermediarios de energía y programas de auditoría** Los gobiernos deberían desarrollar estrategias para promover la educación de arquitectos, ingenieros y otros profesionales en el sector de la construcción, así como también de los consumidores finales acerca de las oportunidades de eficiencia energética en edificios nuevos y existentes. Como parte de esta estrategia, los gobiernos deberían invertir en "intermediarios de energía" y programas de auditoría energética a fin de asistir a los profesionales y consumidores en la identificación de oportunidades para mejorar la eficiencia de sus edificios.

10.5.3 transporte

- **Estándares de emisiones** Los gobiernos deberían regular la eficiencia de los automóviles particulares y otros vehículos de transporte con el fin de presionar a los fabricantes a reducir las emisiones a través de mejoras de reajuste, diseño y tecnología. Las mejoras en la eficiencia reducirán las emisiones de CO₂ independientemente del combustible utilizado. Luego de esto, pueden lograrse aún más reducciones mediante el uso de combustibles de baja emisión. Los estándares de emisión deberían aportar a una reducción promedio de 5 gCO₂/km/año en países industrializados. Estos estándares deben ser obligatorios. Para disuadir a los fabricantes de automóviles de aplicar una potencia excesiva a los coches de alta gama, debería introducirse un límite de emisiones de CO₂ para modelos de automóviles individuales.
- **Vehículos eléctricos** Los gobiernos deberían establecer incentivos para promover el desarrollo adicional de los automóviles eléctricos y otras tecnologías de transporte eficientes, sustentables y bajas en carbono. Vincular los automóviles eléctricos a una red de energía renovable es la mejor opción posible para reducir las emisiones del sector del transporte.
- **Gestión de la demanda de transporte** Los gobiernos deberían invertir en el desarrollo, la mejora y la promoción de las opciones de transporte bajo en carbono, como el transporte público y el no-motorizado, los programas de gestión del transporte de carga, el teletrabajo y la planificación más eficiente del uso del suelo a fin de limitar los viajes.

glosario y apéndice

GLOBAL

GLOSARIO DE TÉRMINOS COMUNES Y
ABREVIACIONES

DEFINICIÓN DE SECTORES

“debido a que usamos
ineficientemente la
iluminación, 80 centrales
eléctricas de carbón están
funcionando día y noche
para producir la energía
que se desperdicia”

GREENPEACE INTERNACIONAL
CAMPAÑA CLIMA

imagen CENTRAL TERMOLÉCTRICA A CARBÓN.
© F.FUXA/DREAMSTIME



11.1 glosario de términos comunes y abreviacioness

- CHP** Combinación calor/calefacción y energía
- CO₂** Dióxido de carbono, el principal gas de efecto invernadero
- GDP** PBI. Producto Bruto Interno (medida para evaluar la producción de un país)
- PPP** Poder de compra de productos (ajustado al PBI sirve para reflejar similares estándares de vida)
- IEA** Agencia Internacional de Energía

- J** Joule, medida de energía
- kJ** = 1.000 Joules,
- MJ** = 1 millón Joules,
- GJ** = 1 billón Joules,
- PJ** = 10¹⁵ Joules,
- EJ** = 10¹⁸ Joules

- W** Watt, medida de capacidad o potencia eléctrica:
- kW** = 1.000 watts,
- MW** = 1 millón watts,
- GW** = 1 mil millones watts

- kWh** Kilowatt-hora, medida de energía eléctrica:
TWh = 10¹² watt-horas
- t/Gt** Toneladas, medida de peso:
Gt = 1.000 millones de toneladas

factores de conversión de combustibles fósiles

NAFTA				
Carbón	23,03	GJ/t	1 cúbico	0,0283 m ³
Lignito	8,45	GJ/t	1 barril	159 litro
Petróleo	6,12	GJ/barrel	1 US galón	3,785 litro
Gas	38000,00	kJ/m ³	1 UK galón	4,546 litro

factores de conversión de diferentes unidades de energía

DE	A: MULTIPLICADO POR	TJ	Gcal	Mtoe	Mbtu	GWh
TJ	1	238,8	$2,388 \times 10^{-5}$	947,8	0,2778	
Gcal	$4,1868 \times 10^{-3}$	1	$10^{(-7)}$	3,968	$1,163 \times 10^{-3}$	
Mtoe	$4,1868 \times 10^4$	10^7	1	3968×10^7	11630	
Mbtu	$1,0551 \times 10^{-3}$	0,252	$2,52 \times 10^{-8}$	1	$2,931 \times 10^{-4}$	
GWh	3,6	860	$8,6 \times 10^{-5}$	3412	1	

imagen MINOTI SINGH Y SU HIJO ESPERAN PARA EL SUMINISTRO DE AGUA POTABLE A ORILLAS DEL PUEBLO DE DAYAPUR EN LA ISLA DE SATJELLIA: "NO TENEMOS AGUA LIMPIA EN ESTE MOMENTO Y SÓLO UNA VEZ TUVIMOS LA SUERTE QUE NOS DIÓ UN POCO DE ALIVIO. ESTAMOS ESPERANDO QUE EL GOBIERNO NOS SUMINISTRE TANQUES CON AGUA".



11.2 definición de sectores

La definición de diferentes sectores es análoga a lo establecido por el IEA "World Energy Outlook".

Las siguientes definiciones son de la Agencia Internacional de Energía (IEA) "Key World Energy Statistics".

Sector Industrial: El consumo en el sector industrial incluye los siguientes subsectores (la energía usada para transporte no está incluida -> mirar abajo "Sector Transporte").

- Industria del acero y hierro
- Industria química
- Productos minerales no metálicos (vidrio/cerámica/cemento)
- Equipo de transporte
- Maquinaria
- Minería
- Comida y tabaco
- Papel, pulpa e impresión
- Madera y productos hechos con madera (otros que no contengan pulpa y papel)
- Construcción
- Textil y cuero

Sector transporte: El sector de transporte incluye todas las fuentes en el transporte tales como caminos, vías de tren, aviación, navegación. El combustible utilizado para la pesca oceánica, de costa y fluvial está incluido en "otros sectores"

Otros sectores: Este sector cubre agricultura, forestación, pesca, residencial, comercial y servicios públicos.

Usos no energéticos: Esta categoría cubre el uso de otros productos que utilicen petróleo tales como lubricantes, ceras y betún.



escenario argentino de referencia

tabla 11.1: Argentina: generación eléctrica

TWh/a	2007	2015	2020	2030	2040	2050
Plantas de energía	103,4	145,6	172,8	223,3	277,9	339,8
Carbón	1,3	4,8	8,9	14,8	17,4	18,9
Lignito	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas	51,5	62,3	79,6	115,0	158,9	210,3
Petróleo	7,6	10,0	10,0	8,5	8,0	6,5
Diesel	4,2	3,5	3,0	2,5	1,0	0,5
Nuclear	7,2	9,5	10,0	10,5	11,0	11,5
Biomasa	0,0	4,0	3,5	1,8	1,0	1,1
Hidroeléctrica	31,6	46,0	51,0	61,0	69,0	77,0
Eólica	0,1	4,0	5,0	7,0	9,0	11,0
FV	0,0	0,5	0,7	0,8	1,1	1,3
Geotérmica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Plantas de Solar Térmica	0,0	1,0	1,1	1,4	1,5	1,7
Energía Oceánica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cogeneración (CHP)	2,3	5,2	9,9	18,7	25,1	27,1
Carbón	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lignito	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas	2,3	4,7	8,4	15,0	20,1	21,7
Petróleo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomasa	0,0	0,5	1,5	3,7	5,0	5,4
Geotérmica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hidrógeno	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>CHP según el productor</i>						
Principal actividad de los productores	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Autoproducción	2,3	5,2	9,9	18,7	25,1	27,1
Generación Total	105,8	150,8	182,7	242,0	303,0	366,9
Fósil	66,9	85,3	109,9	155,8	205,4	257,9
Carbón	1,3	4,8	8,9	14,8	17,4	18,9
Lignito	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas	53,8	67,0	88,0	130,0	179,0	232,0
Fuel Oil	7,6	10,0	10,0	8,5	8,0	6,5
Diesel	4,2	3,5	3,0	2,5	1,0	0,5
Nuclear	7,2	9,5	10,0	10,5	11,0	11,5
Hidrógeno	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Renovables	31,6	56,0	62,8	75,7	86,6	97,5
Hidroeléctrica	31,6	46,0	51,0	61,0	69,0	77,0
Eólica	0,1	4,0	5,0	7,0	9,0	11,0
Fotovoltaica	0,0	0,5	0,7	0,8	1,1	1,3
Biomasa	0,0	4,5	5,0	5,5	6,0	6,5
Geotérmica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Solar térmica	0,0	1,0	1,1	1,4	1,5	1,7
Energía Oceánica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pérdidas de Distribución	20,1	24,2	25,3	27,7	29,5	30,7
Consumo propio de electricidad	4,1	6,0	8,4	11,9	15,9	20,5
Electr. para la producción de hidrógeno	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Consumo final de energía (electricidad)	85,0	125,7	152,9	203,7	257,9	316,0
Renovables fluctuantes (FV, Eólica, Oceánica)	0,1%	4,5%	5,7%	7,8%	10,1%	12,3%
Participación de Renovables fluctuantes	0,1%	3,0%	3,1%	3,2%	3,3%	3,4%
Participación de renovables	29,9%	37,1%	34,4%	31,3%	28,6%	26,6%

tabla 11.2: Argentina: suministro de calor

PJ/A	2007	2015	2020	2030	2040	2050
Sistemas de Calefacción Municipal	0	0	0	0	0	0
Combustibles Fósiles	0	0	0	0	0	0
Biomasa	0	0	0	0	0	0
Colectores solares	0	0	0	0	0	0
Geotérmica	0	0	0	0	0	0
Calor de CHP	16	26	45	70	81	83
Combustibles fósiles	16	23	38	56	65	67
Biomasa	0	3	7	14	16	17
Geotérmica	0	0	0	0	0	0
Calefacción directa¹	899	1.008	1.077	1.166	1.249	1.325
Combustibles fósiles	841	929	977	1.024	1.067	1.067
Biomasa	58	77	95	135	170	242
Colectores solares	0	1	4	6	10	14
Geotérmica	0	2	2	2	2	1
Suministro Total de Calor¹⁾	915	1.034	1.122	1.236	1.331	1.408
Fossil fuels	857	952	1.015	1.080	1.133	1.134
Biomass	58	79	101	148	187	259
Solar collectors	0	1	4	6	10	14
Geothermal	0	2	2	2	2	1
Hidrógeno	0	0	0	0	0	0
Participación de renovables (Incluyendo Renovables electricidad)	6,3%	7,9%	9,5%	12,7%	14,9%	19,5%

1) No se incluye la generación de calor a través de electricidad.

tabla 11.3: Argentina: emisiones co₂

MILL t/a	2007	2015	2020	2030	2040	2050
Plantas de energía	38	41	48	61	72	86
Carbón	1	4	7	11	13	13
Lignito	0	0	0	0	0	0
Gas	27	28	32	42	53	68
Fuel Oil	5	6	6	6	5	4
Diesel	5	3	3	2	1	0
Cogeneración (CHP)	2	2	4	7	8	9
Carbón	0	0	0	0	0	0
Lignito	0	0	0	0	0	0
Gas	2	2	4	7	8	9
Petróleo	0	0	0	0	0	0
Emisiones de CO₂ emitidas por G. Eléctrica y G. de vapor	40	44	52	68	80	95
Carbón	1	4	7	11	13	13
Lignito	0	0	0	0	0	0
Gas	29	30	36	49	61	77
Petróleo & diesel	10	10	9	8	6	5
Emisiones de CO₂ por sector	155	169	185	219	248	273
% de 1990 emisiones	164%	180%	196%	233%	263%	290%
Industria	34	36	39	43	45	46
Otros sectores	33	38	40	42	45	44
Transporte	41	44	47	61	72	81
Electricidad & Generación de Vapor	38	41	48	61	72	86
Calefacción municipal	9	9	10	12	14	15
Población (Mill.)	39,5	42,5	44,3	47,3	49,4	50,9
CO₂ emisiones per capita (t/capita)	3,9	4,0	4,2	4,6	5,0	5,4

tabla 11.4: Argentina: capacidad instalada

GW	2007	2015	2020	2030	2040	2050
Plantas de energía	25,8	37,0	43,1	53,8	63,6	74,2
Carbón	0,4	1,5	2,7	4,3	4,9	5,1
Lignito	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas	11,2	12,8	15,8	21,5	28,0	35,0
Fuel Oil	1,9	2,8	3,1	3,6	4,4	5,4
Diesel	1,3	1,3	1,2	1,3	0,7	0,5
Nuclear	1,0	1,3	1,4	1,5	1,5	1,6
Biomasa	0,0	0,6	0,5	0,3	0,1	0,1
Hidroeléctrica	9,9	14,2	15,6	18,2	20,2	22,0
Eólica	0,0	1,6	1,9	2,4	2,8	3,1
Fotovoltaica	0,0	0,4	0,5	0,6	0,8	0,9
Geotérmica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Plantas de Solar Térmica	0,0	0,4	0,4	0,2	0,2	0,3
Energía Oceánica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cogeneración (CHP)	0,6	1,2	2,2	4,0	5,1	5,4
Carbón	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lignito	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas	0,6	1,1	1,9	3,2	4,1	4,3
Petróleo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomasa	0,0	0,1	0,3	0,8	1,0	1,1
Geotérmica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hidrógeno	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>CHP según el productor</i>						
Principal actividad de los productores	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Auto productores	0,6	1,2	2,2	4,0	5,1	5,4
Capacidad Total	26,4	38,1	45,3	57,8	68,7	79,6
Fósil	15,4	19,5	24,7	33,8	42,0	50,4
Carbón	0,4	1,5	2,7	4,3	4,9	5,1
Lignito	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas	11,7	13,9	17,7	24,7	32,1	39,4
Fuel Oil	1,9	2,8	3,1	3,6	4,4	5,4
Diesel	1,3	1,3	1,2	1,3	0,7	0,5
Nuclear	1,0	1,3	1,4	1,5	1,5	1,6
Hidrógeno	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Renovables	10,0	17,4	19,2	22,5	25,1	27,6
Hidroeléctrica	9,9	14,2	15,6	18,2	20,2	22,0
Eólica	0,0	1,6	1,9	2,4	2,8	3,1
Fotovoltaica	0,0	0,4	0,5	0,6	0,8	0,9
Biomasa	0,0	0,7	0,9	1,0	1,1	1,2
Geotérmica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Solar térmica	0,0	0,4	0,4	0,2	0,2	0,3
Energía Oceánica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Renovables fluctuantes (FV, Eólica, Oceánica)	0,0	2,0	2,4	3,0	3,6	4,1
Participación de Renovables fluctuantes	0,1%	5,2%	5,4%	5,2%	5,2%	5,1%
Participación de Renovables	37,9%	45,5%	42,5%	38,9%	36,6%	34,6%

tabla 11.5: Argentina: demanda energía primaria

PJ/A	2007	2015	2020	2030	2040	2050
Total Fósil	3.039	3.507	3.855	4.538	5.125	5.767
Carbón	2.764	2.980	3.228	3.768	4.224	4.650
Lignito	72	127	164	229	259	274
Gas Natural	0	0	0	0	0	0
Petróleo Crudo	1.465	1.593	1.786	2.098	2.418	2.758
	1.226	1.260	1.278	1.440	1.547	1.618
Nuclear	79	104	109	115	120	125
Renovables	197	424	518	655	782	992
Hidráulica	114	166	184	220	248	277
Eólica	0	14	18	25	32	40
Solar	0	6	10	14	19	25
Biomasa	83	237	305	395	481	649
Geotérmica	0	1	1	1	1	1
Energía Oceánica	0	0	0	0	0	0
Participación de renovables	6,44%	11,9%	13,2%	14,2%	15,1%	17,0%

tabla 11.6: Argentina: demanda energía final

PJ/a	2007	2015	2020	2030	2040	2050
Total	2.258	2.645	2.923	3.480	3.989	4.488
Total (uso energía)	2.047	2.427	2.697	3.244	3.744	4.233
Transporte	612	709	780	1.008	1.199	1.378
Productos de Petróleo	491	537	560	740	882	990
Gas Natural	119	123	144	164	185	205
Biocombustibles	0	46	73	101	129	178
Electricidad	2	2	3	3	4	5
<i>Renovables electricidad</i>	1	1	1	1	1	1
Hidrógeno	0	0	0	0	0	0
Participación renovables Transporte	0,1%	6,6%	9,5%	10,1%	10,8%	13,0%
Industria	725	845	945	1.106	1.260	1.422
Electricidad	140	214	265	355	461	588
<i>Renovables electricidad</i>	42	79	91	111	132	156
Calefacción municipal	16	25	44	70	81	83
<i>Renovables calefacción municipal</i>	1	3	7	14	16	17
Carbón	17	23	29	34	38	43
Derivados Petróleo	196	202	199	203	205	206
Gas	297	307	322	332	338	344
Solar	0	0	0	0	0	0
Biomasa y residuos	60	74	86	113	137	158
Geotérmica	0	0	0	0	0	0
Hidrógeno	0	0	0	0	0	0
Participación Renovables Industria	14,1%	18,4%	19,5%	21,5%	22,6%	23,3%
Otros sectores	710	873	972	1.130	1.285	1.433
Electricidad	164	236	283	375	464	545
<i>Renovables electricidad</i>	49	88	97	117	132	145
Calefacción municipal	1	1	1	0	0	0
<i>Renovables calefacción municipal</i>	0	0	0	0	0	0
Carbón	1	20	20	34	44	48
Derivados petróleo	168	162	169	169	164	158
Gas	359	423	454	476	509	498
Solar	0	1	4	6	10	14
Biomasa y residuos	18	29	41	68	93	169
Geotérmica	0	1	1	1	1	1
Part. de renovables otros sectores	9,4%	13,6%	14,7%	17,0%	18,4%	22,9%
Total RES	170	321	401	533	651	839
Participación de renovables	8,3%	13,2%	14,9%	16,4%	17,4%	19,8%
No uso de la energía	210	218	226	236	246	255
Petróleo	142	147	153	159	166	173
Gas	68	71	73	77	80	83
Carbón	0	0	0	0	0	0

escenario argentino de [r]evolución energética

tabla 11.7: Argentina: generación eléctrica

TWh/a	2007	2015	2020	2030	2040	2050
Plantas de energía	103,4	132,0	141,2	169,1	201,1	247,9
Carbón	1,3	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Lignito	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas	51,5	61,5	52,4	49,8	44,5	41,9
Petróleo	7,6	6,0	9,5	9,8	4,9	2,9
Diesel	4,2	4,0	0,5	0,2	0,1	0,1
Nuclear	7,2	6,9	5,0	3,5	0,0	0,0
Biomasa	0,0	2,3	3,6	4,3	4,7	4,7
Hidroeléctrica	31,6	40,0	46,0	56,0	65,0	67,0
Eólica	0,1	8,0	20,0	38,7	66,0	94,0
FV	0,0	0,8	1,2	4,0	9,0	11,7
Geotérmica	0,0	0,3	0,5	2,0	5,1	8,3
Plantas de Solar Térmica	0,0	1,0	2,5	3,0	6,5	19,0
Energía Oceánica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	1,0
Cogeneración (CHP)	2,3	11,1	22,2	36,4	50,2	63,0
Carbón	0,0	1,6	1,9	1,4	1,5	0,1
Lignito	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas	2,3	7,6	14,1	20,1	22,6	23,9
Petróleo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomasa	0,0	1,7	4,9	12,7	20,3	27,3
Geotérmica	0,0	0,3	1,2	2,2	5,9	11,7
Hidrógeno	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>CHP según el productor</i>						
Principal actividad de los productores	0,0	1,3	2,5	5,8	8,0	10,0
Autoproducción	2,3	9,8	19,7	30,5	42,2	53,0
Generación Total	105,8	143,1	163,4	205,5	251,4	310,9
Fósil	66,9	81,8	78,5	81,3	73,7	68,9
Carbón	1,3	2,7	1,9	1,4	1,5	0,1
Lignito	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas	53,8	69,1	66,6	69,9	67,2	65,9
Fuel Oil	7,6	6,0	9,5	9,8	4,9	2,9
Diesel	4,2	4,0	0,5	0,2	0,1	0,1
Nuclear	7,2	6,9	5,0	3,5	0,0	0,0
Hidrógeno	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Renovables	31,6	54,4	79,9	120,7	177,7	242,0
Hidroeléctrica	31,6	40,0	46,0	56,0	65,0	67,0
Eólica	0,1	8,0	20,0	38,7	66,0	94,0
Fotovoltaica	0,0	0,8	1,2	4,0	9,0	11,7
Biomasa	0,0	4,0	8,5	17,0	25,0	32,0
Geotérmica	0,0	0,6	1,7	4,2	11,0	20,0
Solar térmica	0,0	1,0	2,5	3,0	6,5	19,0
Energía Oceánica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	1,0
Pérdidas de Distribución	20,1	22,7	21,7	21,4	20,9	19,7
Consumo propio de electricidad	4,1	5,7	7,2	9,2	11,2	13,1
Electr. para la producción de hidrógeno	0,0	0,0	0,0	0,9	2,6	5,5
Consumo final de energía (electricidad)	85,0	119,6	137,8	174,9	216,8	272,8
Renovables fluctuantes (FV, Eólica, Oceánica)	0,1	8,8	21,2	40,5	70,2	104,0
Participación de Renovables fluctuantes	0,1%	6,1%	13,0%	19,7%	27,9%	33,4%
Participación de renovables	29,9%	38,0%	48,9%	58,7%	70,7%	77,8%
'Eficiencia' ahorros (comp. con Ref.)	0,0	7,6	20,7	44,2	71,9	107,0

tabla 11.8: Argentina: suministro de calor

PJ/A	2007	2015	2020	2030	2040	2050
Sistemas de Calefacción Municipal	0	10	19	28	36	44
Combustibles Fósiles	0	2	2	2	1	0
Biomasa	0	7	14	19	22	24
Colectores solares	0	7	2	4	7	11
Geotérmica	0	1	2	3	5	9
Calor de CHP	16	60	115	168	227	288
Combustibles fósiles	16	46	74	80	84	80
Biomasa	0	11	31	71	94	112
Geotérmica	0	2	10	18	49	97
Hidrógeno	0	0	0	0	0	0
Calefacción directa¹	899	912	894	867	832	775
Combustibles fósiles	841	814	710	574	398	206
Biomasa	58	77	108	145	199	276
Colectores solares	0	12	47	93	155	175
Geotérmica	0	9	29	55	80	118
Suministro Total de Calor¹	915	982	1.028	1.063	1.094	1.107
Fossil fuels	857	862	785	656	483	285
Biomass	58	95	152	235	315	412
Solar collectors	0	12	49	97	162	186
Geothermal	0	13	41	76	134	223
Hidrógeno	0	0	0	0	0	0
Participación de renovables (Incluyendo Renovables electricidad)	6,3%	12,2%	23,6%	38,3%	55,9%	74,2%
'Eficiencia' ahorros (comparado to Ref.)	0	52	94	173	236	301

1) No se incluye la generación de calor a través de electricidad.

tabla 11.9: Argentina: emisiones co2

MILL t/a	2007	2015	2020	2030	2040	2050
Plantas de energía	38	36	28	25	18	16
Carbón	1	1	0	0	0	0
Lignito	0	0	0	0	0	0
Gas	27	28	21	18	15	14
Fuel Oil	5	4	6	6	3	2
Diesel	5	4	0	0	0	0
Cogeneración (CHP)	2	5	9	10	11	10
Carbón	0	1	2	1	1	0
Lignito	0	0	0	0	0	0
Gas	2	4	7	9	10	10
Petróleo	0	0	0	0	0	0
Emisiones de CO2 emitidas por G. Eléctrica y G. de vapor	40	42	36	35	29	26
Carbón	1	2	2	1	1	0
Lignito	0	0	0	0	0	0
Gas	29	32	28	27	25	24
Petróleo & diesel	10	8	7	7	3	2
Emisiones de CO2 por sector	155	154	137	123	95	66
% de 1990 emisiones	164%	164%	146%	130%	101%	70%
Industria	34	34	32	27	21	14
Otros sectores	33	34	30	25	17	10
Transporte	41	41	38	37	31	20
Electricidad & Generación de Vapor	38	37	29	27	21	18
Calefacción municipal	9	9	8	7	6	5
Población (Mill.)	40	43	44	47	49	51
CO2: emisiones per capita (t/capita)	3,9	3,6	3,1	2,6	1,9	1,3

tabla 11.10: Argentina: capacidad instalada

GW	2007	2015	2020	2030	2040	2050
Plantas de energía	25,8	34,7	39,1	48,0	57,0	68,6
Carbón	0,4	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Lignito	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas	11,2	13,1	11,1	10,3	9,1	8,4
Fuel Oil	1,9	1,7	3,0	4,2	2,7	2,4
Diesel	1,3	1,5	0,2	0,1	0,1	0,1
Nuclear	1,0	1,0	0,7	0,5	0,0	0,0
Biomasa	0,0	0,4	0,5	0,6	0,7	0,6
Hidroeléctrica	9,9	12,4	14,1	16,7	19,0	19,1
Eólica	0,0	3,3	7,7	13,4	20,7	26,9
Fotovoltaica	0,0	0,6	0,9	1,3	2,9	6,4
Geotérmica	0,0	0,1	0,1	0,4	0,9	1,3
Plantas de Solar Térmica	0,0	0,4	0,8	0,5	1,0	3,0
Energía Oceánica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3
Cogeneración (CHP)	0,6	2,7	5,2	8,3	11,0	13,5
Carbón	0,0	0,4	0,5	0,4	0,4	0,0
Lignito	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas	0,6	1,8	3,3	4,7	5,1	5,3
Petróleo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomasa	0,0	0,4	1,1	2,8	4,3	5,8
Geotérmica	0,0	0,1	0,2	0,4	1,2	2,3
Hidrógeno	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>CHP según el productor</i>						
Principal actividad de los productores	0,0	0,5	0,8	1,9	2,6	3,1
Auto productores	0,6	2,2	4,3	6,4	8,4	10,4
Capacidad Total	26,4	37,4	44,2	56,3	68,0	82,1
Fósil	15,4	18,9	18,1	19,7	17,4	16,2
Carbón	0,4	0,8	0,5	0,4	0,4	0,0
Lignito	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas	11,7	15,0	14,4	15,0	14,2	13,7
Fuel Oil	1,9	1,7	3,0	4,2	2,7	2,4
Diesel	1,3	1,5	0,2	0,1	0,1	0,1
Nuclear	1,0	1,0	0,7	0,5	0,0	0,0
Hidrógeno	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Renovables	10,0	17,5	25,4	36,1	50,6	65,8
Hidroeléctrica	9,9	12,4	14,1	16,7	19,0	19,1
Eólica	0,0	3,3	7,7	13,4	20,7	26,9
Fotovoltaica	0,0	0,6	0,9	1,3	2,9	6,4
Biomasa	0,0	0,7	1,6	3,4	5,0	6,5
Geotérmica	0,0	0,1	0,3	0,8	2,0	3,6
Solar térmica	0,0	0,4	0,8	0,5	1,0	3,0
Energía Oceánica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3
Renovables fluctuantes (FV, Eólica, Oceánica)	0,0	3,9	8,6	14,7	23,6	33,6
Participación de Renovables fluctuantes	0,1%	10,3%	19,4%	26,1%	34,7%	41,0%
Participación de Renovables	37,9%	46,8%	57,5%	64,1%	74,4%	80,2%

tabla 11.11: Argentina: demanda energía primaria

PJ/A	2007	2015	2020	2030	2040	2050
Total	3.039	3.267	3.256	3.411	3.489	3.682
Fósil	2.764	2.748	2.463	2.226	1.794	1.333
Carbón	72	78	82	72	64	50
Lignito	0	0	0	0	0	0
Gas Natural	1.465	1.476	1.329	1.218	1.046	837
Petróleo Crudo	1.226	1.194	1.052	935	684	446
Nuclear	79	75	55	38	0	0
Renovables	197	443	739	1.147	1.695	2.349
Hidráulica	114	144	166	202	234	241
Eólica	0	29	72	139	238	338
Solar	0	19	63	114	200	287
Biomasa	83	228	363	550	723	957
Geotérmica	0	24	76	141	300	522
Energía Oceánica	0	0	0	0	1	4
Participación de renovables	6,4%	13,5%	22,9%	33,7%	48,6%	63,8%
'Efic.' ahorros (comparada con Ref.)	0	247	626	1.146	1.651	2.101

tabla 11.12: Argentina: demanda energía final

PJ/a	2007	2015	2020	2030	2040	2050
Total	2.258	2.480	2.548	2.706	2.805	2.933
Total (uso energía)	2.047	2.262	2.333	2.493	2.596	2.729
Transporte	612	651	643	694	700	758
Productos de Petróleo	491	497	469	456	376	223
Gas Natural	119	104	89	88	78	78
Biocombustibles	0	43	62	88	125	208
Electricidad	2	8	23	58	115	235
<i>Renovables electricidad</i>	1	3	11	34	81	183
Hidrógeno	0	0	0	2	7	15
Participación renovables Transporte	0,1%	7,0%	11,4%	17,9%	30,1%	53,0%
Industria	725	786	820	830	848	865
Electricidad	140	204	239	286	329	368
<i>Renovables electricidad</i>	42	77	117	168	232	286
Calefacción municipal	16	44	80	92	130	181
<i>Renovables calefacción municipal</i>	1	12	31	47	83	135
Carbón	17	9	7	8	3	3
Derivados Petróleo	196	181	151	106	58	26
Gas	297	285	258	232	198	117
Solar	0	4	13	20	32	39
Biomasa y residuos	60	58	71	79	87	103
Geotérmica	0	1	2	7	12	28
Hidrógeno	0	0	0	0	0	0
Participación Renovables Industria	14,1%	19,4%	28,5%	38,7%	52,6%	68,4%
Otros sectores	710	825	869	970	1,048	1,106
Electricidad	164	219	235	286	337	380
<i>Renovables electricidad</i>	49	83	115	168	238	295
Calefacción municipal	1	22	47	95	119	136
<i>Renovables calefacción municipal</i>	0	11	28	63	82	106
Carbón	1	2	16	11	9	4
Derivados petróleo	168	189	139	101	45	27
Gas	359	336	301	250	182	92
Solar	0	7	35	73	123	136
Biomasa y residuos	18	44	73	113	176	263
Geotérmica	0	6	24	41	69	54
Part. de renovables otros sectores	9,4%	18,4%	31,6%	47,2%	64,5%	78,6%
Total RES	170	350	581	903	1.332	1.862
Participación de renovables	8,3%	15,5%	24,9%	36,2%	51,3%	68,3%
No uso de la energía	210	218	215	212	209	204
Petróleo	142	147	145	143	141	138
Gas	68	71	70	69	68	66
Carbón	0	0	0	0	0	0



escenario argentino de [r]evolución energética avanzada

tabla 11.13: Argentina: generación eléctrica

TWh/a	2007	2015	2020	2030	2040	2050
Plantas de energía	103,4	132,1	144,5	180,7	219,9	279,6
Carbón	1,3	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Lignito	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas	51,5	58,2	44,3	33,9	17,4	22,8
Petróleo	7,6	6,0	9,5	9,8	4,9	2,9
Diesel	4,2	4,0	0,5	0,2	0,1	0,1
Nuclear	7,2	6,9	5,0	3,5	0,0	0,0
Biomasa	0,0	3,3	5,7	3,8	3,5	3,6
Hidroeléctrica	31,6	40,0	46,0	56,0	65,0	67,0
Eólica	0,1	9,0	22,0	47,0	75,0	105,0
FV	0,0	0,8	3,0	7,0	15,0	18,0
Geotérmica	0,0	2,2	5,5	9,4	14,6	15,7
Plantas de Solar Térmica	0,0	1,0	2,0	7,0	19,0	36,4
Energía Oceánica	0,0	0,0	1,0	3,0	5,5	8,0
Cogeneración (CHP)	2,3	11,1	22,2	36,4	58,1	68,0
Carbón	0,0	1,6	1,5	1,1	0,0	0,0
Lignito	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas	2,3	7,6	14,1	18,5	24,5	22,3
Petróleo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomasa	0,0	1,7	5,3	14,2	24,5	28,4
Geotérmica	0,0	0,3	1,2	2,6	8,4	15,3
Hidrógeno	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	2,0
<i>CHP según el productor</i>						
Principal actividad de los productores	0,0	1,3	2,5	5,8	8,0	10,0
Autoproducción	2,3	9,8	19,7	30,5	50,1	58,0
Generación Total	105,8	143,2	166,7	217,0	278,0	347,6
Fósil	66,9	78,0	70,0	63,5	46,8	48,2
Carbón	1,3	2,2	1,5	1,1	0,0	0,0
Lignito	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas	53,8	65,8	58,5	52,4	41,8	45,2
Fuel Oil	7,6	6,0	9,5	9,8	4,9	2,9
Diesel	4,2	4,0	0,5	0,2	0,1	0,1
Nuclear	7,2	6,9	5,0	3,5	0,0	0,0
Hidrógeno	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	2,0
Renovables	31,6	58,3	91,7	150,0	230,5	297,4
Hidroeléctrica	31,6	40,0	46,0	56,0	65,0	67,0
Eólica	0,1	9,0	22,0	47,0	75,0	105,0
Fotovoltaica	0,0	0,8	3,0	7,0	15,0	18,0
Biomasa	0,0	5,0	11,0	18,0	28,0	32,0
Geotérmica	0,0	2,5	6,7	12,0	23,0	31,0
Solar térmica	0,0	1,0	2,0	7,0	19,0	36,4
Energía Oceánica	0,0	0,0	1,0	3,0	5,5	8,0
Pérdidas de Distribución	20,1	22,7	21,7	21,4	20,9	19,7
Consumo propio de electricidad	4,1	5,7	7,2	9,2	10,7	11,8
Electr. para la producción de hidrógeno	0,0	0,0	1,7	4,9	8,4	10,7
Consumo final de energía (electricidad)	85,0	119,7	139,4	182,5	238,3	305,5
Renovables fluctuantes	0,1	9,8	26,0	57,0	95,5	131,0
(FV, Eólica, Oceánica)	0,1%	6,8%	15,6%	26,3%	34,3%	37,7%
Participación de Renovables fluctuantes						
Participación de renovables	29,9%	40,7%	55,0%	69,1%	82,9%	85,6%
'Eficiencia' ahorros (comp. con Ref.)	0,0	40,7%	55,0%	69,1%	82,9%	85,6%

tabla 11.14: Argentina: suministro de calor

PJ/A	2007	2015	2020	2030	2040	2050
Sistemas de Calefacción Municipal	0	10	19	34	62	87
Combustibles Fósiles	0	2	1	2	1	0
Biomasa	0	7	14	23	39	48
Colectores solares	0	0	2	5	12	22
Geotérmica	0	1	2	3	9	17
Calor de CHP	16	60	115	175	263	320
Combustibles fósiles	16	46	72	77	84	74
Biomasa	0	11	32	77	107	115
Geotérmica	0	2	10	22	69	125
	0	0	0	0	2	6
Calefacción directa¹⁾	899	911	892	862	774	644
Combustibles fósiles	841	813	708	520	254	28
Biomasa	58	77	108	165	240	308
Colectores solares	0	12	47	114	172	176
Geotérmica	0	9	29	63	108	133
Hidrógeno	0	0	0	0	6	10
Suministro Total de Calor¹⁾	915	980	1.026	1.071	1.105	1.061
Fossil fuels	857	861	782	599	340	102
Biomass	58	95	154	265	386	470
Solar collectors	0	12	49	120	184	198
Geothermal	0	13	41	88	187	275
Hidrógeno	0	0	0	0	8	16
Participación de renovables (Incluyendo Renovables electricidad)	6,3%	12,2%	23,8%	44,1%	69,1%	90,2%
'Eficiencia' ahorros (comparado to Ref.)	0	54	96	165	226	347

1) No se incluye la generación de calor a través de electricidad.

tabla 11.15: Argentina: emisiones co2

MILL t/a	2007	2015	2020	2030	2040	2050
Plantas de energía	38	34	24	19	9	9
Carbón	1	1	0	0	0	0
Lignito	0	0	0	0	0	0
Gas	27	26	18	12	6	7
Fuel Oil	5	4	6	6	3	2
Diesel	5	4	0	0	0	0
Cogeneración (CHP)	2	5	8	9	10	9
Carbón	0	1	1	1	0	0
Lignito	0	0	0	0	0	0
Gas	2	4	7	8	10	9
Petróleo	0	0	0	0	0	0
Emisiones de CO2 emitidas por G. Eléctrica y G. de vapor	40	40	33	28	19	19
Carbón	1	2	1	1	0	0
Lignito	0	0	0	0	0	0
Gas	29	30	25	21	16	17
Petróleo & diesel	10	8	7	7	3	2
Emisiones de CO2 por sector	155	152	132	108	62	30
% de 1990 emisiones	164%	161%	141%	115%	66%	32%
Industria	34	34	32	23	14	6
Otros sectores	33	34	30	23	13	4
Transporte	41	41	37	34	20	6
Electricidad & Generación de Vapor	38	35	26	21	11	1
Calefacción municipal	9	9	8	6	4	3
Población (Mill.)	39,5	43	44	47	49	51
CO2: emisiones per capita (t/capita)	3,9	3,6	3,0	2,3	1,3	0,6

tabla 11.16: Argentina: capacidad instalada

GW	2007	2015	2020	2030	2040	2050
Plantas de energía	25,8	34,9	40,9	54,2	67,3	80,4
Carbón	0,4	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Lignito	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas	11,2	12,4	9,4	7,0	3,5	4,6
Fuel Oil	1,9	1,7	3,0	4,2	2,7	2,4
Diesel	1,3	1,5	0,2	0,1	0,1	0,1
Nuclear	1,0	1,0	0,9	0,5	0,0	0,0
Biomasa	0,0	0,5	0,9	0,6	0,5	0,5
Hidroeléctrica	9,9	12,4	14,1	16,7	19,0	19,1
Eólica	0,0	3,7	8,5	15,3	23,5	30,0
Fotovoltaica	0,0	0,6	2,1	5,0	10,7	12,9
Geotérmica	0,0	0,6	1,1	1,7	2,4	2,4
Plantas de Solar Térmica	0,0	0,4	0,6	1,2	3,0	5,8
Energía Oceánica	0,0	0,0	0,3	1,0	1,8	2,7
Cogeneración (CHP)	0,6	2,7	5,2	8,2	12,4	14,3
Carbón	0,0	0,4	0,4	0,3	0,0	0,0
Lignito	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas	0,6	1,8	3,3	4,3	5,4	4,9
Petróleo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomasa	0,0	0,4	1,2	3,1	5,2	6,1
Geotérmica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3
Hidrógeno	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>CHP según el productor</i>						
Principal actividad de los productores	0,0	0,5	0,8	1,8	2,4	3,0
Auto productores	0,6	2,2	4,3	6,4	9,9	11,3
Capacidad Total	26,4	37,5	46,0	62,5	79,6	94,8
Fósil	15,4	18,0	16,3	16,0	11,7	12,0
Carbón	0,4	0,6	0,4	0,3	0,0	0,0
Lignito	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas	11,7	14,3	12,7	11,4	8,9	9,5
Fuel Oil	1,3	1,7	3,0	4,2	2,7	2,4
Diesel	1,3	1,5	0,2	0,1	0,1	0,1
Nuclear	1,0	1,0	0,7	0,5	0,0	0,0
Hidrógeno	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3
Renovables	10,0	18,5	29,0	46,0	67,8	82,5
Hidroeléctrica	9,9	12,4	14,1	16,7	19,0	19,1
Eólica	0,0	3,7	8,5	16,3	23,5	30,0
Fotovoltaica	0,0	0,6	2,1	5,0	10,7	12,9
Biomasa	0,0	0,9	2,0	3,7	5,7	6,5
Geotérmica	0,0	0,6	1,3	2,2	4,1	5,5
Solar térmica	0,0	0,4	0,6	1,2	3,0	5,8
Energía Oceánica	0,0	0,0	0,3	1,0	1,8	2,7
Renovables fluctuantes (FV, Eólica, Oceánica)	0,0	4,3	11,0	22,3	36,0	45,5
Participación de Renovables fluctuantes	0,1%	11,4%	23,8%	35,6%	45,2%	48,0%
Participación de Renovables	37,9%	49,4%	63,1%	73,7%	85,1%	87,0%

tabla 11.17: Argentina: demanda energía primaria

PJ/A	2007	2015	2020	2030	2040	2050
Total	3.039	3.286	3.299	3.399	3.399	3.517
Fósil	2.764	2.711	2.378	1.971	1.246	731
Carbón	72	71	84	52	33	30
Lignito	0	0	0	0	0	0
Gas Natural	1.465	1.450	1.270	1.050	713	455
Petróleo Crudo	1.226	1.190	1.024	869	501	247
Nuclear	79	75	55	38	0	0
Renovables	197	500	867	1.390	2.152	2.786
Hidráulica	114	144	166	202	234	241
Eólica	0	32	79	169	270	378
Solar	0	19	67	170	307	393
Biomasa	83	240	392	588	816	1.025
Geotérmica	0	65	160	251	506	720
Energía Oceánica	0	0	4	11	20	29
Participación de renovables	6,44%	15,1%	26,4%	40,9%	63,3%	79,2%
'Efic.' ahorros (comparada con Ref.)	0	228	583	1.158	1.742	2.265

tabla 11.18: Argentina: demanda energía final

PJ/a	2007	2015	2020	2030	2040	2050
Total	2.258	2.478	2.545	2.690	2.704	2.742
Total (uso energía)	2.047	2.261	2.330	2.477	2.495	2.538
Transporte	612	651	643	680	609	644
Productos de Petróleo	491	497	459	439	260	75
Gas Natural	119	104	89	58	29	15
Biocombustibles	0	43	62	87	127	214
Electricidad	2	8	29	84	172	312
<i>Renovables electricidad</i>	1	3	16	58	142	267
Hidrógeno	0	0	4	12	22	29
Participación renovables Transporte	0,1%	7,0%	12,4%	22,6%	47,2%	78,4%
Industria	725	784	818	827	854	843
Electricidad	140	204	239	287	332	372
<i>Renovables electricidad</i>	42	83	131	198	275	319
Calefacción municipal	16	44	80	99	174	222
<i>Renovables calefacción municipal</i>	1	12	33	57	126	181
Carbón	17	9	15	7	0	0
Derivados Petróleo	196	180	141	71	14	1
Gas	297	285	258	214	127	14
Solar	0	4	13	42	44	140
Biomasa y residuos	60	58	70	91	121	148
Geotérmica	0	1	2	17	35	35
Hidrógeno	0	0	0	0	7	11
Participación Renovables Industria	14,1%	20,2%	30,4%	48,9%	70,9%	86,9%
Otros sectores	710	825	869	970	1.032	1.051
Electricidad	164	219	235	286	337	378
<i>Renovables electricidad</i>	49	89	129	197	279	324
Calefacción municipal	1	22	47	101	136	166
<i>Renovables calefacción municipal</i>	0	11	28	69	110	145
Carbón	1	2	16	1	0	0
Derivados petróleo	168	187	134	91	29	4
Gas	359	338	306	255	150	37
Solar	0	7	35	122	128	128
Biomasa y residuos	18	44	73	77	124	265
Geotérmica	0	6	24	39	57	73
Part. de renovables otros sectores	9,4%	19,1%	33,2%	52,0%	74,6%	88,9%
Total RES	170	362	617	1.063	1.663	2.171
Participación de renovables	8,3%	16,0%	26,5%	42,9%	66,7%	85,6%
No uso de la energía	210	218	215	212	209	204
Petróleo	142	147	145	143	141	138
Gas	68	71	70	69	68	66
Carbón	0	0	0	0	0	0

argentina: total de nuevas inversiones por tecnología

tabla 11.19: Argentina: inversiones totales

MILLONES DE US\$	2011-2020	2021-2030	2031-2040	2041-2050	2011-2050	2011-2050 PROMEDIO POR AÑO
Escenario de Referencia						
Convencional (fósil & nuclear)	12.585	12.045	9.742	13.174	47.546	1.189
Renovables (incl. CHP)	20.416	15.485	17.158	13.472	66.531	1.663
Biomasa	2.144	2.115	2.306	1.542	8.107	203
Hidroeléctrica	14.507	12.136	10.914	11.018	48.575	1.214
Eólica	1.601	1.137	1.574	746	5.059	126
FV	1.326	97	651	165	2.241	56
Geotérmica	2	0	2	0	4	0
Solar térmica	835	0	1.711	0	2.546	64
Energía Oceánica	0	0	0	0	0	0
Total					114.077	2.852
Escenario [R]evolución Energética						
Convencional (fósil & nuclear)	8.775	5.799	3.636	5.666	23.875	597
Renovables (incl. CHP)	31.341	29.497	51.454	50.367	162.658	4.066
Biomasa	4.295	5.593	7.885	8.392	26.165	654
Hidroeléctrica	10.215	12.240	11.937	5.522	39.914	998
Eólica	8.574	6.796	14.481	12.703	42.554	1.064
FV	2.243	584	2.188	3.088	8.103	203
Geotérmica	3.632	3.813	10.336	11.134	28.916	723
Solar térmica	2.382	461	4.503	9.073	16.419	410
Energía Oceánica	0	8	124	454	587	15
Total					186.534	4.663
Escenario [R]evolución Energética Avanzada						
Convencional (fósil & nuclear)	7.929	4.527	3.477	5.192	21.125	528
Renovables (incl. CHP)	47.519	42.227	73.656	61.995	225.397	5.635
Biomasa	5.421	6.019	10.330	7.137	28.907	723
Hidroeléctrica	10.215	12.240	11.937	5.522	39.914	998
Eólica	9.536	8.679	15.507	14.951	48.673	1.217
FV	4.955	3.897	6.963	3.860	19.674	492
Geotérmica	14.189	7.355	17.776	14.316	53.636	1.341
Solar térmica	2.124	2.406	9.508	13.670	27.707	693
Energía Oceánica	1.080	1.633	1.635	2.539	6.886	172
Total					246.521	6.163

notas

πὸ ἰσχυρὰ [r] αὐτὸ πρῶτον



GREENPEACE

Greenpeace es una organización global que utiliza la acción directa no violenta para hacer frente a las amenazas más importantes para la biodiversidad de nuestro planeta y el ambiente. Greenpeace es una organización sin fines de lucro, presente en 40 países a través de Europa, América, África, Asia y el Pacífico. Hablamos por 2,8 millones de seguidores en todo el mundo, e inspiramos a muchos millones más para tomar acciones todos los días. Para mantener su independencia, Greenpeace no acepta donaciones de gobiernos o corporaciones, se basa en las contribuciones de seguidores individuales y donaciones de fundaciones.

Greenpeace ha estado haciendo campañas contra la degradación del medio ambiente desde 1971, cuando un pequeño barco de voluntarios y periodistas navegó a Amchitka, una zona al oeste de Alaska, donde el gobierno de EE.UU. estaba llevando a cabo pruebas nucleares subterráneas. Esta tradición de "dar testimonio" de una manera no violenta continúa en la actualidad, y los barcos son una parte importante de todo el trabajo de las campañas.

Greenpeace Argentina

Zabala 3873, (C1427DYG)

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

t +5411 4551 8811

www.greenpeace.org/argentina



EREC

Consejo Europeo de Energías Renovables - [EREC]

Creado en abril de 2000, el Consejo Europeo de Energía Renovable (EREC) es la organización marco de la industria europea de energías renovables, el comercio y las asociaciones de investigación activas en el sector de la bioenergía, geotérmica, marina, las pequeñas hidroeléctricas, energía solar, solar térmica y energía eólica. EREC por lo tanto representa a la industria europea de energías renovables con una facturación anual de €70 mil millones y emplea 550.000 personas.

EREC se compone de las siguientes organizaciones y federaciones sin fines de lucro: AEBIOM (Asociación Europea de Biomasa); EGEN (Consejo Europeo de Energía Geotérmica); EPIA (Asociación Europea de la Industria Fotovoltaica); ESHA (Asociación Europea de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas), ESTIF (Federación Europea de la Industria Solar Térmica); EUBIA (Asociación Europea de la Industria de la Biomasa); EWEA (Asociación Europea de Energía Eólica), la Agencia EUREC (Asociación Europea de Centros de Investigación de Energía Renovable); EREF (Federación Europea de Energías Renovables), EU-OEA (Asociación Europea de Energía Oceánica); ESTELA (Asociación Europea de Electricidad Solar Térmica).

EREC - Consejo Europeo de Energías Renovables

Renewable Energy House, 63-67 rue d'Arlon

B-1040 Bruselas, Bélgica

t +32 2 546 1933 f+32 2 546 1934

erec@erec.org www.erec.org