

# **Análisis Sobre El Mercado Energético Mundial**

*Del 20 al 27 de febrero de 2009*

**Por Hernán F. Pacheco**

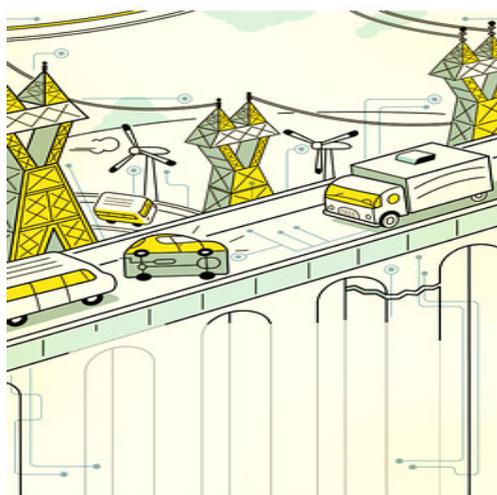
## Índice:

<u>Análisis I:</u> Hacia la modernización de la red eléctrica estadounidense	4
✓ <i>Cambio de modelo regulatorio para transmisión interestatal</i>	9
<u>Análisis II:</u> Costos de las nuevas líneas de transmisión con la inclusión de energías renovables	12
✓ <i>Gastos de transmisión ascendería del 15 al 20% del costo de construcción de un proyecto eólico</i>	15
✓ <i>Líneas de transmisión para las utilities rurales</i>	16
✓ <i>Recortes de los gastos de las utilities a la espera del rebote de los precios de la energía</i>	18
<u>Análisis III:</u> El modelo chino de líneas de súper alta tensión	20
<u>Análisis IV:</u> Iniciativas legislativas sobre el clima y la energía no chocan con la crisis	22
✓ <i>Inclusión de feed-in tariffs en muchos países para la expansión renovable</i>	24
Commodities	27



## **Análisis I: Hacia la modernización de la red eléctrica estadounidense**

*\*El despliegue masivo de generación renovable prevista por el presidente Obama no puede ocurrir sin una renovada inversión en infraestructura de transmisión en Estados Unidos.*



La modernización de la red eléctrica es clave en el plan de estímulo de Obama, pues la generación de energía renovable no puede ser duplicada en tres años sin una inversión en este segmento. La red de distribución apenas ha sido modificada desde que alimentara en la década de 1930 las radios que transmitían los mensajes del presidente Franklin Delano Roosevelt a los hogares<sup>1</sup>. El nuevo presidente de EE.UU. pidió la instalación de líneas de transmisión para llevar energías renovables a centros demográficos y 40 millones de *smart electric meters* en casas<sup>2</sup>. *Aunque no hubo ninguna repetición del corte de corriente en escala de masivo blackout que golpeó a New York y el área circundante*

*en 2003, los problemas subyacentes permanecen*, dijo Otto Lynch, vicepresidente de Power Line Systems<sup>3</sup>. *"Hay algunos bottlenecks (cuello de botella) partes de la nación", dijo. "Existen fuertes posibilidades de que el apagón ocurra otra vez"*. Lynch ayudó a preparar un informe realizado por la American Society of Civil Engineers que encontraron que la infraestructura del país está en condiciones nefastas y actúa como arrastre de la performance económica estadounidense.

El suministro de electricidad es en realidad uno de los puntos más brillantes, como notan los expertos algunas mejoras desde 2005<sup>4</sup>. Sin embargo, con el incremento de la demanda, un alza del 25% desde 1995, la red necesitará aproximadamente 1.5 mil millones de dólares de inversión durante las próximas dos décadas para adaptarse, menciona el reporte. *"Nuestra red de transmisión está muy llena. Está cerca de su capacidad"*, dijo Lynch. *"Si perdemos un línea debido a algún evento nacional esto repercutirá sobre el resto del sistema aún más"*. Revis James, del Electric Power Research Institute, aconsejó al equipo de Obama en la campaña electoral y dice que el cambio rápido es imposible. *"Habrá un cambio gradual. No habrá ninguna revolución eléctrica"*, dijo.

Para apoyar el escenario, un nuevo esfuerzo de lobby está en proceso entre los defensores de la energía solar y eólica para construir nuevas líneas de transmisión eléctrica a

<sup>1</sup> Reuters US, "U.S. renewable energy faces weak economy, old grid", (23/2)

<sup>2</sup> USA Today, "*Buzz grows for modernizing energy grid*", (30/1)

<sup>3</sup> AFP, "*Electric grid struggles to meet US ambitions*", (3/2)

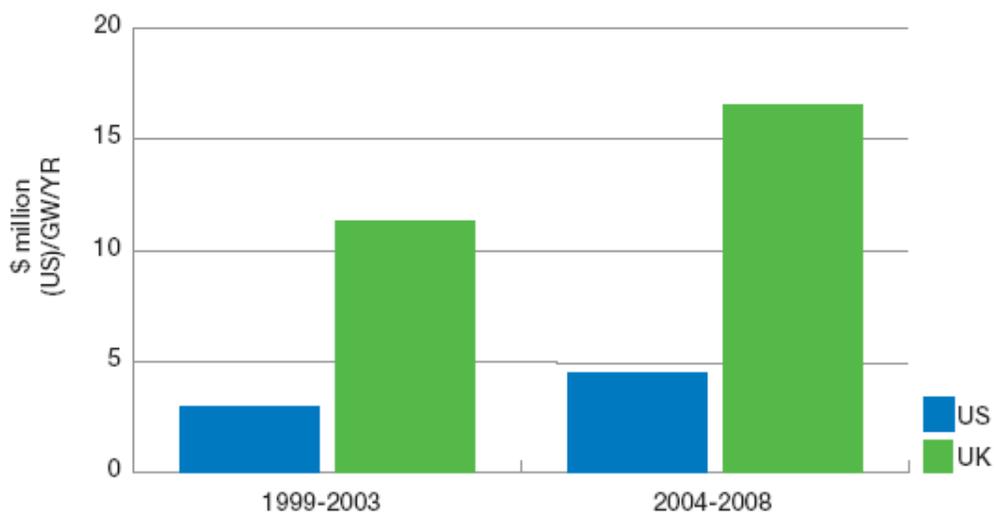
<sup>4</sup> <http://www.asce.org/reportcard/2009/grades.cfm>

lo largo de Estados Unidos. Solar Energy Industries Association (SEIA) y American Wind Energy (AWEA) hicieron público un informe que pide al gobierno federal tomar un papel más importante en la planificación y aprobación de proyectos de transmisión interestatal. Las organizaciones de la industria afirman que una política nacional es necesaria para acelerar los permisos y la construcción de las líneas de transmisión<sup>5</sup>.

Frecuentemente, la transmisión es vista equivocadamente como un producto de mercado, con la expansión de la transmisión siendo realizado por los participantes del mercado en respuesta a los precios marginales puestos localmente u otras señales de precios de mercado. Sin embargo, esta visión sobre la transmisión ha probado ser ineficaz en la fomentación de la expansión de la transmisión en Estados Unidos. Las regiones que intentan confiar en tal hallazgo de mecanismos de oferta que los participantes del mercado proponen simplemente no se materializan<sup>6</sup>. La transmisión tiene una capacidad inherente de conectar regiones vecinas y ampliar los mercados existentes proporcionando fiabilidad y ventajas económicas a todos los clientes por caminos que la generación o las soluciones de demanda no pueden. Estas visiones equivocadas a menudo sirven como una distracción que puede retrasar o frustrar procesos de planificación regionales para avanzar en mejoras en la infraestructura de transmisión que proporcionan ventajas económicas a los clientes.

Una red de transmisión robusta puede proveer a los consumidores de acceso a electricidad a un costo inferior. En una red de transmisión severamente limitada, como ahora existe en muchos lugares de Estados Unidos, fuerzan a los consumidores a confiar en las centrales eléctricas locales aún cuando las centrales en otras regiones pueden producir la energía de manera más eficiente y en más bajo costo. Los proyectos de energía eólica confían en un recurso variable y funcionan con factores de capacidad que se extienden del 30 al 40%, asegurando que cualquier transmisión dedicada únicamente a la generación eólica no será utilizada en grandes porciones del año.

Figure 5: Normalized Transmission Capital Investment<sup>40</sup>



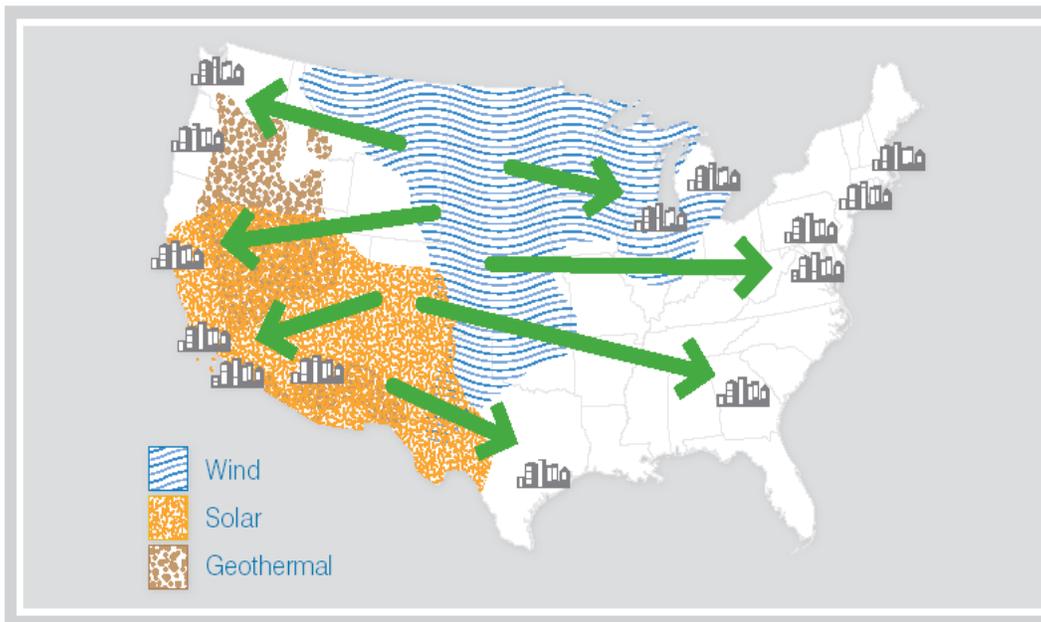
<sup>5</sup> Greentech Media, “Solar and Wind Groups Lobby FERC to Lead Grid Expansion”, (18/2)

<sup>6</sup> [http://www.nationalgridus.com/non\\_html/c3-3\\_NG\\_wind\\_policy.pdf](http://www.nationalgridus.com/non_html/c3-3_NG_wind_policy.pdf)

El llamado a más y mejores líneas de transmisión no es nuevo. El crecimiento de la producción de energía renovable en Estados Unidos ha destacado la necesidad de mejorar la envejecida red, que ha confiado en un equipo en funcionamiento durante décadas. La red eléctrica estadounidense es "la más grande y compleja máquina sobre la tierra", dijo Amory B. Lovins, jefe ejecutivo de Rocky Mountain Institute a *The Washington Post*<sup>7</sup>. Es también anticuada y en gran parte incapaz para conectarse con sitios donde las provisiones de energía renovable son abundantes. El Electricity Advisory Committee llamó el mes pasado a la red "una hodgepodge (mezcla sin orden o reglas) de sistemas individuales, regionales, costándole a los consumidores miles de millones de dólares en congestiones anuales". La nueva infraestructura de transmisión aumentaría la competencia en los mercados mayoristas, dejando de lado los mercados minoristas locales, con una red débil, sin caminos de alta calidad y a merced de los precios estipulados por ese minorista.

En algunas áreas del país, como Texas, una red de transmisión inadecuada significa que los productores de energía renovable tienen que competir con ferocidad por oportunidades para enviar energía a la red. Texas es actualmente el mayor generador de energía eólica de Estados Unidos y actualmente tiene aproximadamente 7.1 gigawatts de capacidad, según la AWEA.

FIGURE 1: Nationwide Green Power Superhighways: A Conceptual Vision



Source: AWEA and SEIA

<sup>7</sup> The Washington Post, "Alternative Energy Still Facing Headwinds", (17/2)

TABLE 1: **Costs of Transmission Congestion by Region in the Eastern U.S.**

Region	Upper Midwest	Great Lakes/ Mid-Atlantic	New England	Southeast	New York	Lower Plains
Annual Congestion Cost	\$1.3billion	\$2.6 billion	\$2.8 billion	\$4.8 billion	\$3.7 billion	\$1.2 billion

Source: Joint Coordinated System Plan Study

En su informe recientemente hecho público, “*20 Percent Wind Energy by 2030*”, el Departamento de Energía (DOE) identificó las limitaciones de transmisión como el obstáculo más grande para realizar las enormes ventajas económicas, ambientales y seguridad de energía en la búsqueda del 20% de la producción de electricidad de energía eólica<sup>8</sup>. Esto mediante una *backbone* (espina dorsal): una red de líneas de transmisión 765 kV. Mientras el estudio, Joint Coordinated System Plan (JCSP), conducido por los mayores operadores de transmisión del oriente estadounidenses, produjo un plan que usa siete líneas de corriente continua 800-kV así como un número de líneas de corriente alterna de alto voltaje para encontrar el 20% de las necesidades de electricidad de la región con energía eólica. Las líneas de alto voltaje tienen un número económico, ambiental, y beneficios de eficiencia sobre las líneas de bajo voltaje que son usadas hoy en EE.UU.

Por consiguiente, una sola línea de 765-kV puede llevar tanta electricidad como seis líneas 345-kV, reduciendo la cantidad de tierra necesaria a un factor de cuatro. Esto tiene obvias ventajas para aliviar la adquisición de *right-of-way* (derecho de paso) y para reducir al mínimo la preocupación sobre el uso de la tierra en la nueva transmisión. El derecho de vía donde se construye la línea de transmisión puede variar de 20 a 500 metros de ancho, o más, dependiendo de la línea, y el número de líneas de transmisión. Además, las líneas de transmisión de alto voltaje son mucho más rentables que las líneas de voltaje inferior. Esto es porque las economías de escala en la construcción de transmisión de voltaje más alto, estos costos son dos o tres veces más tanto para la construcción de líneas 345-kV como para construir líneas de 765-kV de equivalente capacidad.

Las líneas de 765-kV también tienen pérdidas de electricidad que son 10 veces más bajas que las de una capacidad equivalente de líneas de 345-kV. Considerando que las pérdidas de electricidad son drásticamente más altas en líneas de transmisión de voltaje inferior sobrecargadas, y que esas líneas de alto voltaje ofrecen el camino de resistencia mínima para la electricidad, la desviación de flujos de energía a nuevas líneas de alto voltaje reducirá considerablemente la congestión y así las pérdidas de las líneas existentes. Por consiguiente, un alza de la red de 765-kV podría reducir las pérdidas de electricidad del *peak load* estadounidense por 10 GW o más, una reducción anual de emisiones de CO2 de 16 millones de toneladas<sup>9</sup>.

La transmisión de alto voltaje es una tecnología probada. Más de 2.000 millas de líneas de transmisión de 765-kV están actualmente en operación en EE.UU., y su fiabilidad ha excedido coherentemente a las líneas de transmisión de voltaje inferior durante un período de 40 años que estas líneas han estado en servicio.

<sup>8</sup> <http://www.20percentwind.org/20p.aspx?page=Report>

<sup>9</sup> <http://www.aep.com/about/i765project/docs/WindTransmissionVisionWhitePaper.pdf>

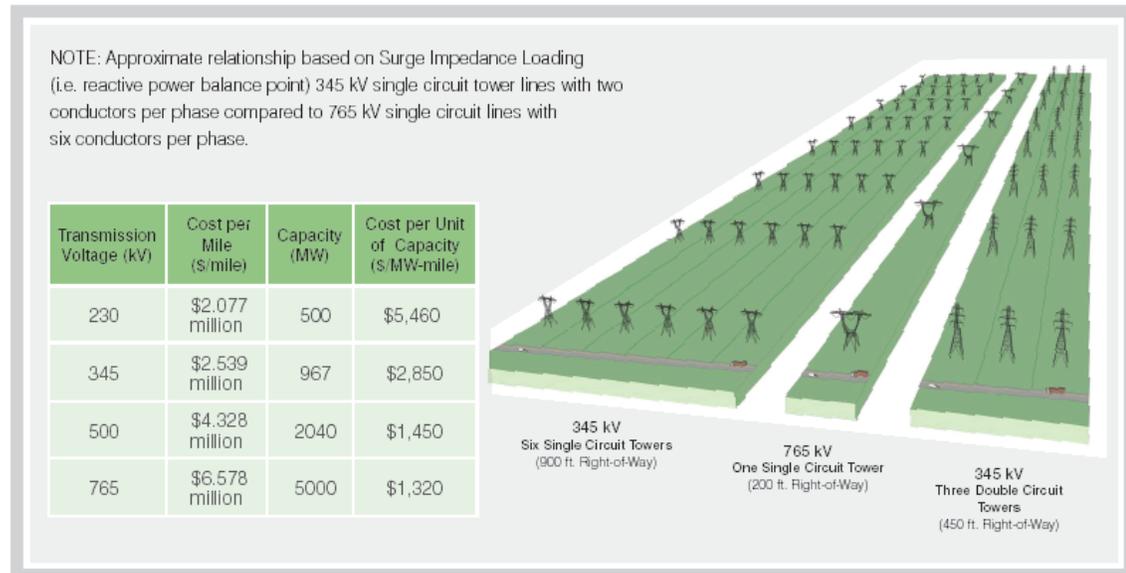
**Transmission Needed to Deliver 2,400 MW over 100 Miles**  
Based on Surge Impedance Loading (SIL)\*

	765-kV	500-kV	345-kV
Conductors Per Phase	6-Bundle	3-Bundle	2-Bundle
SIL Per Line	2400 MW	910 MW	390 MW
Lines Required For 2,400 MW Capacity	1	3	6
Width Required	200 ft.	600 ft.	900 ft.
Avg Cost Per Mile For 2,400 MW Capacity **	\$2.6 MM	\$6.9 MM	\$9.0 MM

\* Surge Impedance Loading is a measure of relative line loadability at the reactive power balance point without voltage support. Thermal capacities vary; e.g. 765-kV can carry well over 4,000 MW, 500-kV can carry over 2000 MW.

\*\* Average single-circuit construction costs in 2006 dollars; rural terrain with rolling hills; includes siting and right of way costs; excludes station costs.

**FIGURE 2: Economic and Land Use Benefits of High-Voltage Transmission**



(Sources: Edison Foundation<sup>12</sup>, AEP<sup>13</sup>)

## Cambio de modelo regulatorio para transmisión interestatal

El informe, "*Green Power Superhighways*", apoyado por SEIA y AWEA considera que el Federal Energy Regulatory Commission (FERC) debe tener más autoridad para supervisar la planificación para la aprobación de las líneas de transmisión de alto voltaje. FERC debería decidir quien es más apto para los proyectos basado en el uso. Actualmente, los estados tienen la mayor parte de la autoridad en la aprobación de los proyectos de construcción de transmisión y decisión sobre cuánto los reveladores del proyecto pueden recuperar de los costos pasándolos a *ratepayers*.

En 2005, el Congreso estadounidense pasó una ley que da a FERC el poder de autorizar la construcción de nuevas líneas de conducción eléctrica en ciertas áreas congestionadas si los estados fallaran en actuar dentro de un año. FERC nunca usó satisfactoriamente ese poder, y sólo la semana pasada dio un golpe cuando los tribunales de apelación reglaron que la agencia se equivocó en tratar de intervenir después que un estado rechazó una aplicación para construir nueva transmisión. El tribunal dijo que FERC tenía el poder de intervenir sólo si un estado hubiera fallado de actuar en un año<sup>10</sup>. Aparte de las barreras legales, algunos ejecutivos de utility advierten que alguna nueva ley que de más poder sobre el emplazamiento y construcción de transmisión al gobierno federal no podría ser perfecta. "*Esta es una muy buena idea y claramente ayudaría, pero usted sabe que el gobierno federal no va a enviar tropas para hacer cumplir esta ley. Las utilities y los estados todavía van a tener que resolver las cosas para hacerlas lo más aceptable posible*", dijo John Rowe, jefe ejecutivo de Exelo Corp.

*"Con el modelo actual no es ideal construir líneas de transmisión entre estados, que son necesarias en muchos casos para llevar eólica y solar de áreas aisladas a ciudades y suburbios"*, dijo Rhone Resch, CEO de SEIA. *"Un estado puede vetar un proyecto que beneficiaría a los residentes de los estados vecinos"*, añadió. *"Las barreras políticas son los motivos primarios por lo que la modernización de la red fue lenta"*, dijo Resch. Añadió que una nueva política nacional también debería incluir las provisiones que dan a productores de energía renovable la prioridad de conectar sus proyectos a la red.

La llamada a más autoridad federal tiene que ver con donde están siendo construidas las plantas de energía eólica y solar. Aunque la electricidad solar puede proceder de todas partes que haya luz del sol, no todas las ubicaciones ofrecen el mismo número de días soleados a lo largo del año o la misma intensidad solar (la irradiación) que determina cuanta electricidad puede ser producida en cualquier periodo de tiempo dado. Esta clase de consideración no existe para construir una central a carbón o a gas natural.

El proceso de planificación debe abarcar el alcance geográfico y eléctrico suficiente para servir a una amplia área de mercado, o el área de significativas transacciones de energía regionales. Es deseable que todos los propietarios de transmisión dentro de una región participen en el proceso de planificación. Para proporcionar la infraestructura necesaria para apoyar el desarrollo de generación que incluya eólica y otros recursos renovables, el alcance geográfico y eléctrico también debería incluir ambas fuentes de generación potenciales y los *load centers*.

---

<sup>10</sup> CNN Money, "*Sen. Reid To Offer Bill Giving FERC New Transmission Powers*", (23/2)

El sudoeste Americano, por ejemplo, promete hacerse un *hub* de plantas de energía solar debido a su clima soleado. Los llanos ventosos del Midwest, mientras tanto, son ideales para las granjas eólicas. ITC holdings Corp. propuso recientemente un proyecto de 12 mil millones de dólares para construir 3.000 millas de líneas de transmisión para enviar energía eólica de Norte y Sur de Dakota, Minnesota y Iowa a otros estados del medio oeste.

"El objetivo de nuestro plan es construir infraestructura donde sopla el viento con mayor abundancia", dijo Lisa Aragón, directora de iniciativas estratégicas de ITC. "Como empresa de transmisión independiente, no podemos favorecer un tipo de energía sobre otro. Realmente favorecemos a la eólica tanto por el tema ambiental como por motivos de seguridad energética"<sup>11</sup>. Un estudio del proyecto de ITC realizado por CRA International Inc. sostiene que la energía eólica pudiendo ser transmitida reduciría las emisiones de dióxido de carbono en 34 millones de toneladas métricas, el equivalente a las emisiones anuales de no menos de nueve centrales eléctricas a carbón de 600 megawatts<sup>12</sup>.

Resch dijo que espera alguna nueva política de transmisión nacional como parte de una legislación de energía más grande o de cambio climático en vez de un proyecto autónomo. Las asociaciones de la industria eólica y solar hicieron público el informe sólo un día después de que el presidente Obama firmara el plan de estímulo de 787 mil millones de dólares que contiene créditos fiscales y *grants* (concesiones) para aumentar la generación de energía renovable y mejorar la red de transmisión. El plan permitirá a la Western Area Power Administration y la Bonneville Power Administration tomar prestado 3.25 mil millones de dólares cada uno para construir líneas de transmisión.

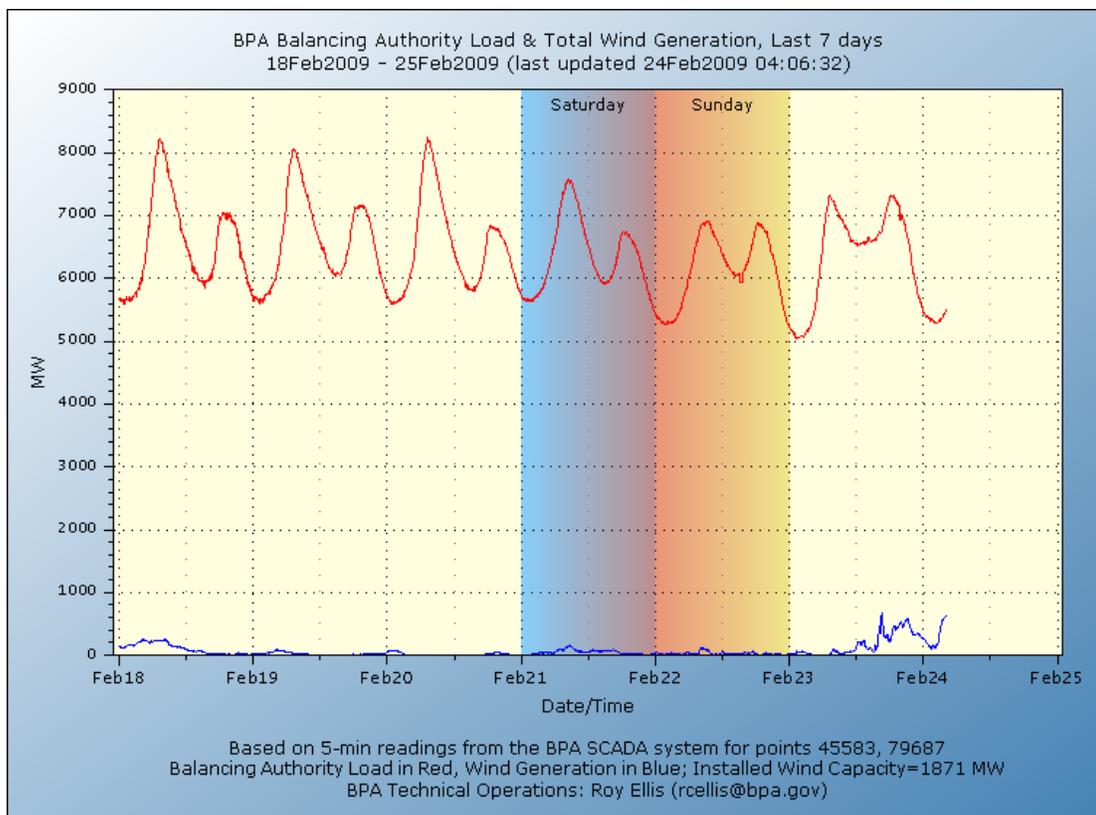
La Bonneville Power Administration anunció en los últimos días que estaba usando su parte que le adjudicaron en el paquete de estímulo, para construir una línea de transmisión de 120 km para transportar 700 megawatts de energía eólica nueva<sup>13</sup>. Sin embargo, la línea no transportará los suministros hasta fines de 2012. Las cifras de la cantidad total de energía del viento en un 18% en Bonneville, un buen número comparado con las tasas de Texas, el principal estado de energía eólica. Los vientos allí pueden proporcionar aproximadamente 10% de electricidad máxima al sistema cuando soplan fuerte.

---

<sup>11</sup> The Christian Science Monitor, "America's future wind web?", (18/2)

<sup>12</sup> Bloomberg, "ITC's Green Power Express Would Carry U.S. Wind Power", (9/2)

<sup>13</sup> The New York Times Green Inc., "Bonneville Inherits the Wind (and the Stimulus)", (23/2)



La FERC aprobó las tasas para dos proyectos de transmisión de 1.600 km para llevar electricidad generada por el viento desde Montana y Wyoming a los consumidores de Nevada y de otros estados del sudoeste. Pero los expertos no esperan que las líneas funcionen antes de 2014. “Este (paquete de estímulo) podría no tener como resultado que haya líneas de transmisión mañana, pero ciertamente tendrá como resultado que haya líneas de transmisión más rápido”, dijo Monty Humble, consejo general de Mesa Power.

Desde luego, no hay ninguna seguridad de que construyendo nuevas líneas de transmisión para transportar eólica o energía solar se puede conseguir un fuerte apoyo público. California Public Utilities Commission aprobó un proyecto polémico, de 2 mil millones de dólares, en diciembre pasado después de tres años de discusiones y debates para decidir donde esas líneas de transmisión serían localizadas y si la utility en cuestión usaría para energía renovable<sup>14</sup>. También se dijo que el proyecto era demasiado caro, en particular cuando su costo tarde o temprano será pasado a *ratepayers* de tres utilities grandes poseídas por inversores como Pacific Gas and Electric Co., así como algunos más pequeños.

<sup>14</sup> Greentech Media, “California OKs Controversial Transmission Project”, (18/12/2008)

## **Análisis II: Costos de las nuevas líneas de transmisión con la inclusión de energías renovables**



Un aumento sustancial en la cantidad de electricidad producida de energías renovables requeriría la construcción de un sistema de transmisión que llevaría el *price tag* de hasta 100 mil millones de dólares, según un nuevo estudio<sup>15</sup>. El nuevo sistema sería necesario porque la red existente en el Este no puede manejar el volumen de energía que procede de los estados que producen energía eólica. Además, la nueva red tendría que ser capaz de manejar la naturaleza fluctuante de la energía eólica, que puede incrementarse en algunos momentos y caer bruscamente en otros. El fuerte apoyo político y público a la creciente producción de energía renovable, junto al reciente accionar del Congreso hará que las utilities requieran más de su energía de fuentes renovables.

Este estudio patrocinado por algunas de las más grandes organizaciones estadounidenses que controlan la red del Este de los Rockies, es la tentativa -según The Wall Street Journal- más comprensiva de la industria por entender que tipo de mejoras de infraestructura serían necesarias si EE.UU. intentan aumentar bruscamente la cantidad de energía procedente de la eólica y solar. En 2007, según el Energy Information Administration, cerca del 7% de la electricidad estadounidense procedió de fuentes renovables (una parte significativa de la biomasa y la generación hidroeléctrica), incluyendo menos del 1% del viento<sup>16</sup>.

Si Estados Unidos quiere conseguir el 20% de su electricidad de energía renovables para 2024, el estudio dice, que sería necesario construir un nuevo sistema circulatorio de electricidad, incluyendo 15.000 millas de circuito de líneas de alto voltaje. El escenario de referencia asume que la generación de viento de fuentes relativamente locales, las fuentes on-shore producen 5% del uso de la energía de la Interconexión del Este estadounidense. Estos supuestos y la resultante de la generación y transmisión necesitan el diseño de de *transmission overlay* y una expansión subyacente que incluye 10.000 millas de nueva transmisión de extra alto voltaje en un costo estimado de 50 mil millones de dólares.

---

<sup>15</sup> The Wall Street Journal, “New Grid for Renewable Energy Could Be Costly”, (9/2)

<sup>16</sup> Greentech Media, “Wind Growth Could Cost Eastern U.S. \$80B in Transmission Lines”, (9/2)

		Reference Scenario		Wind Scenario	
			Percentage		Percentage
<b>Transmission Overlay (Miles)</b>	EHV AC (>=345kV)	7,109	71%	6,898	48%
	HV AC (<345kV)				
	HV DC	2,870	29%	7,582	52%
	<b>Total</b>	<b>9,979</b>	<b>100%</b>	<b>14,480</b>	<b>100%</b>
<b>New Generation Expansion Capacity (MW)</b>	Wind	58,000	31%	229,000	67%
	Base Load Steam	76,800	40%	37,200	11%
	Gas CT	49,200	26%	69,600	20%
	Gas CC	4,800	3%	4,800	1%
	Other Fossil	1,200	1%	1,200	0%
	<b>Total</b>	<b>190,000</b>	<b>100%</b>	<b>341,800</b>	<b>100%</b>
<b>Energy Production (TWH)</b>	Wind	242	6%	764	18%
	Base Load Steam	2,160	54%	1,741	42%
	Gas	210	5%	301	7%
	Other	1,356	34%	1,371	33%
	<b>Total</b>	<b>3,968</b>	<b>100%</b>	<b>4,177</b>	<b>100%</b>
<b>Transmission Capital Cost (2024 million \$)</b>	Transmission - overlay	42,159		72,825	
	Transmission – substations	6,401		7,074	
<b>Overnight Construction Costs for Capacity Added through 2024 (2024 million \$)</b>	Generation – Wind	176,009	26%	648,813	62%
	Generation – Base Load Steam	250,882	37%	134,401	13%
	Generation – Gas	68,317	10%	87,861	8%
	Generation – Other	179,138	27%	179,138	17%
	<b>Total</b>	<b>674,346</b>	<b>100%</b>	<b>1,050,213</b>	<b>100%</b>
<b>2024 Production Cost and Savings (2024 million \$)</b>	<b>Total Energy Production Cost</b>	<b>104,294</b>		<b>85,167</b>	
	<b>Total Production Cost Savings from Constrained Case</b>	<b>10,624</b>		<b>20,362</b>	

El sistema, que sería puesta junto a la infraestructura de red eléctrica existente, comenzaría en Great Plains y Midwest -donde se localizan la mayor parte de los recursos del viento de ese país están localizados- y terminan en grandes ciudades de la Costa oriental.

El sistema de transmisión costaría hasta 100 mil millones de dólares. Construir las turbinas eólicas necesarias para generar la cantidad de energía deseada costaría aproximadamente 720 mil millones de dólares, según las estimativas del estudio -cifra cercana al tamaño del plan de estímulo actual-. El dinero sería invertido durante un periodo de 15 años, y sería financiado principalmente por las utilities e inversionistas.

El informe fue preparado por organizaciones responsables de la fiabilidad del sistema eléctrico en aproximadamente la mitad de los estados, incluyendo al Midwest Independent System Operator, SERC Reliability Region, PJM Interconnection LLC, el Southwest Power Pool, el Mid-Continent Area Power Pool y el Tennessee Valley Authority<sup>17</sup>.

El costo proyectado del sistema es sólo una barrera. La adquisición de las líneas de conducción eléctrica de alto voltaje que se construyeran a lo largo del país requeriría el asentimiento de las autoridades locales y *landowners*, y podría requerir la intervención federal. "Para estas 15.000 millas de líneas, prometo aproximadamente 15.000 pleitos", dijo Clair Moeller, jefe de planeamiento de transmisión del Midwest Independent System Operator.

<sup>17</sup> Reuters UK, "New U.S. wind power grid to cost \$50-80 bln-study", (9/2)

Las líneas que el estudio propone son poco comunes. Muchos son links de corriente continua, que son buenos para una transmisión eficiente en largas distancias. Pero la conversión de corriente alterna, la forma en la cual es generada y también la forma en que es usada por los consumidores- en corriente continua y luego atrás otra vez, es cara<sup>18</sup>. Además, esas líneas tienden a ser impopulares en los estados intermedios que ellas cruzan porque no proporcionan ninguna ventaja directa (ver análisis anterior).

El informe genera controversia porque no hay ninguna garantía de que las caras líneas de conducción eléctrica, de ser construidas, serían usadas principalmente para mover energía renovable. Ellas fácilmente podrían llevar energía de centrales eléctricas encendidas a carbón –los *black electrons*- en el Midwest o Great Plains. De hecho, algunos analistas de energía dicen que simplemente construir una mejor red no es suficiente, porque esto haría la electricidad barata que procede de la quema de carbón disponible en más partes del país. Esto podría crear dificultades para fuentes que son más caras pero limpias, como el gas natural<sup>19</sup>. La solución es poner un precio a las emisiones de combustibles más sucios e incorporar esto en el precio de la electricidad, o encontrar alguna forma de limitar la generación de carbón.

Los operadores de la red de New York y New England proporcionaron información para el informe, pero dijeron que hay maneras de construir recursos en sus regiones más económicamente que transportar energía de los Great Plains. Algunos recipientes potenciales de la energía eólica, -entre los que se incluyen los operadores de la red en el Noreste- cuestionaron la utilidad de la iniciativa de transmisión de Midwest<sup>20</sup>. "*Este estudio no contempla bastantes alternativas a las enormes adiciones de transmisión*", dijo Stephen Whitley, jefe ejecutivo de New York Independent System Operator. Las utilities proponen construir algunas nuevas líneas de transmisión ya, pero nada parecido a la escala mencionada en el informe.

Uno de los mayores *wild cards* es el medio ambiente. A pesar de las insistentas virtudes climáticas, la producción y entrega de energía verde conllevan gastos ambientales, como la necesidad de enormes campos de paneles solares así como millas de tierra necesarias para turbinas de 400 pies y torres de transmisión de 150 pies. Las líneas de transmisión eléctrica son instalaciones lineales que afectan los recursos naturales y socioculturales. Los efectos de las líneas cortas son locales; sin embargo, las más largas pueden tener efectos regionales. En general, mientras más larga sea la línea, mayores serán los impactos ambientales sobre los recursos naturales, sociales y culturales. Cuando es mayor el voltaje de la línea, se aumenta la magnitud e importancia de los impactos, y se necesitan estructuras de soporte y derechos de vía cada vez más grandes. Se aumentan también los impactos operacionales. Por ejemplo, los efectos del campo electromagnético (EMF) son mucho mayores para las líneas de 1.000 kV, que para las de 69 kV. "*No hay ninguna tecnología para generar electricidad y acoplarla con la transmisión que no tenga impacto ambiental*", dijo Terry O'Brien, director adjunto de California Energy Commission. "La pregunta es: *¿Cómo reduce al mínimo ese impacto al grado factible? Una de las cosas más importantes que se puede hacer es escoger buenos lugares desde el principio*".

---

<sup>18</sup> The New York Times, Green Inc. "*An Ambitious Vision for Upscaling Wind Transmission*", (10/2)

<sup>19</sup> The New York Times, "*Hurdles (Not Financial Ones) Await Electric Grid Update*", (6/2)

<sup>20</sup> The New York Times, Green Inc. "*Up to \$80 Billion to Transmit Wind Power From Midwest to Northeast*", (10/2)

## Gastos de transmisión ascendería del 15 al 20% del costo de construcción de un proyecto eólico

Los investigadores del Lawrence Berkeley National Laboratory (NREL) publicaron un informe sobre la transmisión de energía eólica y sus costos, que muestra que los gastos de transmisión medios ascenderían del 15 al 20% del costo de construir un proyecto eólico. En términos generales, existen dos modos de estimar el costo de transmisión para la energía eólica: *top-down* y *bottom-up*. *Top-down* es usado en estudios de alto nivel como los que confía en el National Energy Modeling System (NEMS) del Energy Information Administration (EIA) y el modelo Wind Deployment System (WinDS) que utiliza el National Renewable Energy Laboratory's<sup>21</sup>. Análisis conceptuales son incluidos a veces en más estudios académicos de viabilidad de transmisión de larga distancia para el viento. Aunque haya numerosas ventajas en estos *approaches*, no se incorporan modelos físicos del sistema de transmisión, y por lo tanto generan sólo ordinarias aproximaciones para los costos de transmisión asociados con el incremento del desarrollo de la energía eólica.

Alternativamente, los estudios de transmisión *bottom-up* a menudo incluyen una modelación física detallada de la red, y por tanto se producirá posiblemente estimaciones más exactas de los costos de la expansión de transmisión de ser conducidas apropiadamente. Recientemente, un número de estudios de transmisión *bottom-up*, en un rango detallado, más conceptual, incluyó grandes cantidades de nuevos desarrollos eólicos. En comparación con el modelo *top-down*, los estudios *bottom-up* examinan los caminos específicos de las líneas de transmisión y los *facility ratings*.<sup>22</sup>

El modelado físico detallado del sistema de transmisión, en los estudios *bottom-up* que lo usan, también permiten relaciones complejas entre carga, despacho de generación, flujo de energía sobre caminos de transmisión en paralelo, y análisis de los requerimientos de expansión de transmisión y los costos.

En el informe del NREL se repasa una muestra de 40 estudios de transmisión regionales que incluyeron la energía eólica. Estos estudios varían bastante en el alcance, autoría, objetivos, y metodología, haciendo comparaciones difíciles. A pesar de todo, el análisis de esos estudios revela diferencias considerables del costo unitario tácito de la transmisión para la eólica. En particular, el rango total en costos de unidades de transmisión tácito en estos estudios es de \$0/kW a cerca de 1.500 \$/kW, aunque una parte de este rango sea seguramente resultado de los defectos en su aproximación metodológica.

La mayoría de los estudios en la muestra del NREL, sin embargo, tiene un costo unitario de transmisión que está por debajo de 500 \$/kW, o aproximadamente el 25% del costo de inversión de 2.000/kW actual en el costo de capital para la construcción de un proyecto eólico. El costo medio de transmisión en todos los escenarios en la muestra del NREL es 300 \$/kW, en una base de capacidad peso; aproximadamente el 15% del costo actual para la construcción de un proyecto eólico o el 23% del costo de construcción de un proyecto eólico a principios del año 2000. En términos de costo por megawatt-hora de generación de energía eólica, el costo medio es de \$15/MWh en una base ponderada de

---

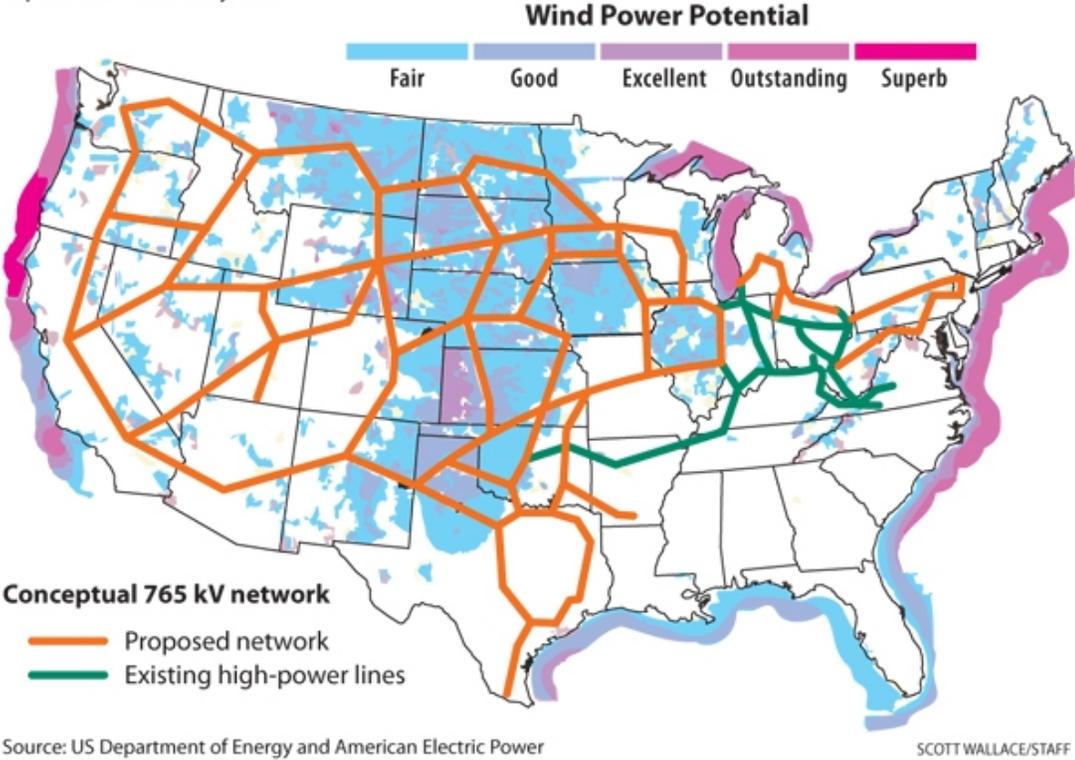
<sup>21</sup> <http://www.nrel.gov/analysis/winds/>

<sup>22</sup> ERNEST ORLANDO LAWRENCE BERKELEY NATIONAL LABORATORY, "The Cost of Transmission for Wind Energy: A Review of Transmission Planning Studies", Febrero 2009.

capacidad, y la mayor parte de los estudios caen debajo de \$25/MWh. Dos estudios *top-down*, altamente conceptuales, del 20% de penetración de energía eólica en el sistema eléctrico estadounidense ha implicado costos de transmisión unitarios debajo o casi el equivalente al costo medio de la muestra del NREL.

### America's future wind web?

Before wind power can feed 20 percent of America's energy diet, new high-voltage wires will need to connect turbines to cities. After mapping which areas of the country have both strong wind speeds and little human development, Ohio-based American Electric Power developed one possible plan for future power lines included in a US Department of Energy report on wind last year.



### Líneas de transmisión para las utilities rurales

No sólo las grandes compañías energéticas quieren adicionar nuevas líneas de transmisión para transportar energía renovable a las ciudades y suburbios. Utilities rurales también buscan dinero para mejorar sus redes locales, y el Departamento de Agricultura está allí para ayudar<sup>23</sup>. El USDA dijo que se concedieron 356 millones de dólares en préstamos a 16 utilities rurales y cooperativas en 10 estados para añadir o arreglar 3.830 millas de líneas de transporte y distribución. Todos juntos, los proyectos beneficiarían a 45.000 clientes.

Western Farmers Electric Cooperative recibirán el préstamo más grande. La cooperativa basada en Andarko, Okla., que sirve a los clientes en Kansas y Texas también, planifica usar 103.3 millones de dólares para construir 120 millas de líneas nuevas, tres estaciones de *switching* y 10 subestaciones. Además quiere mejorar 38 subestaciones y estaciones de conmutación existentes. La cooperativa anunció el mes pasado que había conseguido electricidad de una granja eólica de 19 megawatt desarrollado por Edison Mission Group, parte de Edison International. La cooperativa dijo que contempla añadir otros 100 a 200 megawatts de energía eólica a su suministro. Otros receptores del préstamo de USDA son Victory Electric Cooperative Association en Dodge City, Kan., Central Alabama Electric Cooperative en Prattville, Ala., y Piedmont Electric Membership Cooperative en Hillsborough, N.C.

**Los siguientes son las utilities seleccionadas para recibir el USDA Rural Development Rural Economic Development Loans and Grants:**

State Recipient	Loan Amount	Grant Amount
AL Sand Mountain Electric Cooperative, Inc.	\$360,000	
AL Sand Mountain Electric Cooperative, Inc.	\$350,000	
CO Mountain Parks Electric Association		\$300,000
GA Satilla Electric Membership Corporation	\$740,000	\$300,000
GA Coastal Electric Cooperative	\$740,000	\$300,000
GA Jefferson Energy Cooperative	\$650,000	
GA Little Ocmulgee Electric Membership Corporation	\$740,000	
IA Grundy County Rural Electric Cooperative	\$454,000	
IA Central Iowa Power Cooperative	\$700,000	
IA Heartland Power Cooperative	\$225,000	
IA Rock Rapids Municipal Utilities		\$300,000
IA Algona Municipal Utilities		\$300,000
IL McDonough Power Cooperative	\$740,000	
KS Wheatland Electric Cooperative, Inc. (Farrar Corporation)	\$740,000	
KS Twin Valley Electric Cooperative, Inc.	\$740,000	\$300,000

<sup>23</sup> Greentech Media, “Farmers Need a Better Grid, Too”, (6/2)

KS	Midwest Energy, Inc.	\$740,000	
KY	Jackson Energy Cooperative Corporation	\$140,000	\$300,000
	South Kentucky Rural Electric Cooperative		
KY	Corporation (Somerset-Pulaski County Development Foundation, Inc.)	\$740,000	\$300,000
KY	South Kentucky Rural Electric Cooperative Corporation (Jondy Chemicals, Inc., dba Ultra Shield)	\$740,000	
KY	Fleming-Mason Energy Cooperative, Inc.	\$740,000	
MO	Se-Ma-No Electric Cooperative	\$740,000	
ND	SRT Communications, Inc.		\$300,000
NE	Henderson Cooperative Telephone Company		\$300,000
SC	Pee Dee Electric Cooperative, Inc.	\$740,000	\$300,000
SD	Heartland Consumers Power District	\$740,000	\$300,000
TN	Gibson Electric Membership Corporation	\$740,000	\$300,000
TN	Meriwether Lewis Electric Cooperative	\$740,000	
TN	Tri-County Electric Membership Corporation	\$253,000	
	<b>TOTAL</b>	<b>\$14,232,000</b>	<b>\$3,900,000</b>

## Recortes de los gastos de las utilities a la espera del rebote de los precios de la energía

Las utilities están cortando agresivamente los gastos en nuevas centrales eléctricas y cables, preocupadas por los altos precios o la escasez de electricidad cuando la demanda rebote dentro de un año o dos<sup>24</sup>. Utilities y proveedores de energía independientes planifica podar presupuestos de capital en un 10% en 2009 y 2010, según el Edison Electric Institute, un industry trade group. "Los cortes de 2009 podrían ser en total 20% antes de fines de año", dijo Larry Makovich de Cambridge Energy Research Associates<sup>25</sup>.

"Cuando rebote la economía, al mismo tiempo la energía probablemente rebote y bastante fuerte (...) Tenemos un preocupación legítima del precio que habrá que pagar". En el extremo, Makovich dijo, la escasez de energía podría provocar *brownouts* o *blackouts* en algunas áreas en tres o cinco años, aunque las utilities minimicen esas preocupaciones. Antes de la recesión, las

<sup>24</sup> USA Today, "Cuts at power companies raise red flags about reliability", (22/2)

<sup>25</sup> Reuters UK, "CERA-US recession slows electric utility spending", (12/2)

utilities fueron equilibradas en onda de gran construcción para satisfacer la creciente demanda. Acosados por los bajos ingresos, en particular de los clientes industriales, las utilities ahora tienen menos acceso al efectivo y limitación de capital y afrontan altas tasas de interés. "Este no justo el tiempo para reinvertir grandes cantidades de capital en su sistema", dijo Mike Morris, CEO de American Electric Power (AEP), una de las mayores utilities.

AEP ajustó el presupuesto de capital de este año en 750 millones de dólares, o el 22%, a 2.6 mil millones de dólares, incluyendo el retraso de la construcción de una gran central a gas natural. Esto quiere decir que los consumidores en siete estados del medio oeste pagarán aproximadamente 70 centavos extra al mes. Morris dijo que las reducciones no afectarán la fiabilidad de la vasta red de AEP, pero "no estoy seguro (otras utilities) serán afortunadas".

David Joos, presidente de CMS Energy, dijo que la demanda de energía cae en Michigan, una empresa estatal dependiente de la afectada industria automotriz y de suministros de autos. Mientras la industria automovilística representa aproximadamente el 3% del uso de electricidad del estado, Joos dijo que el consumo de electricidad del estado evoca a un período de los años 80 cuando el uso cayó un 7% en un período de tres años.

### Otros cortes:

\*Centrales eléctricas: Duke Energy aplazó dos centrales a gas natural planeadas para North Carolina así como su reducción de gastos de capital en 8% este año a 4,7 mil millones de dólares. Dominion Virginia Power and Pennsylvania Power & Light aplazaron la ingeniería y planificación de una propuesta de reactor nuclear. Todos afirman que los proyectos pueden acelerarse cuando la economía se recupere.

\*Líneas de transmisión: Arizona Public Service cortará gastos de capital en 520 millones de dólares, o el 17%, en los próximos tres años. La utility pospuso nuevas líneas de alto voltaje con la reducción del crecimiento de la población del 5 al 1%.

\*Energía renovable: FPL Group en Florida aplazó nueva energía eólica por mil millones de dólares así como un corte de presupuesto de capital del 24%.

David Owens del Edison Institute dijo que los cortes "no podrán la fiabilidad (de la red) en peligro" y algunos proyectos probablemente se restauren con el dinero del paquete de estímulo económico. North American Electric Reliability Corp., que monitorea la red, dijo que la fiabilidad no será considerablemente afectada. Pero Makovich dijo que pueden tomar años para completar las centrales eléctricas y líneas de alto voltaje, mientras la demanda podría rebotar bruscamente.

## **Análisis III: El modelo chino de líneas de súper alta tensión**



Tras dos años de construcción, China puso en funcionamiento con éxito una de las redes de transmisión eléctrica más potentes del planeta, capaces de transportar un millón de voltios a distancias de incluso 1.000 kilómetros. La nueva línea es parte de un ambicioso programa nacional para conectar la parte oeste, rica en recursos, con la parte este, acaparadora de energía, y de este modo mejorar la distribución de los recursos y asegurar un suministro estable de energía.

Líneas similares fueron desarrolladas previamente en Rusia y Japón, pero la tecnología no fue extensamente usada en estos países debido a una demanda relativamente débil. La “línea de súper alta tensión” empezó a funcionar en enero pasado, aunque la noticia no sobresalió en los medios estatales hasta ahora<sup>26</sup>. El tramo que se puso en funcionamiento une a las provincias de Shanxi (en el norte) y Hubei (centro), a 640 kilómetros de la primera, y en el futuro se espera ampliarla para interconectar las redes norte y sur del país, de manera que se pueda garantizar mejor el suministro en toda la mitad oriental de China. La línea supera en potencia a los sistemas comerciales de ultra-alto voltaje, de 765.000 voltios, que se utilizan en otros países, como Estados Unidos<sup>27</sup>.

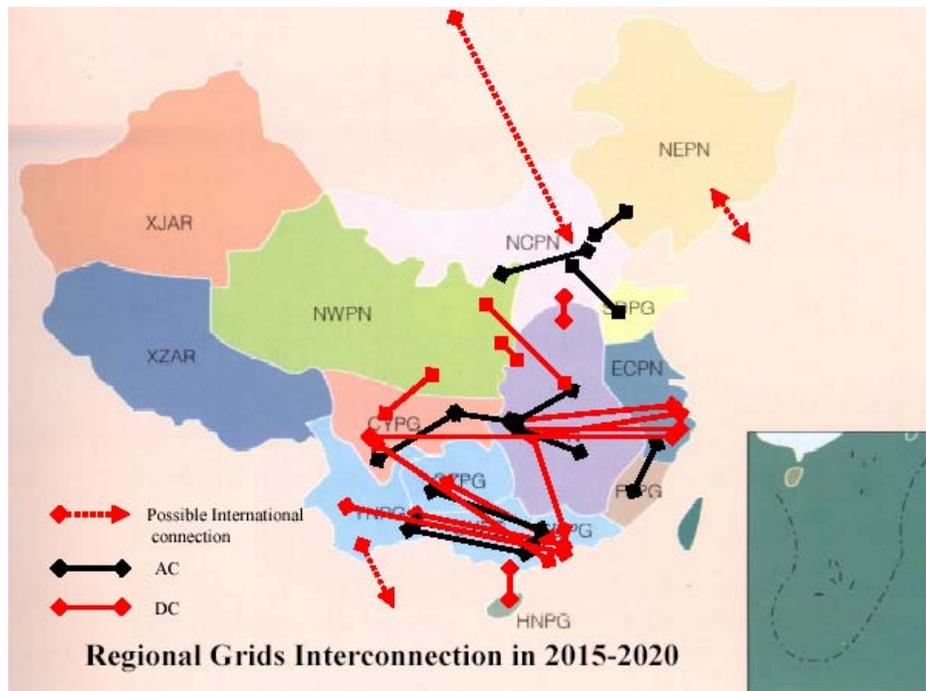
“Este es un hito en la historia del sector energético”, dijo Lu Jian, del State Grid Corp of China, una de las mayores del planeta, asegura que su tecnología puede resultar especialmente interesante en países como Brasil, India y otros donde las ciudades están muy lejos de las centrales hidroeléctricas<sup>28</sup>. Este tipo de redes permite mejorar la eficiencia energética, ya que a la vez que transmite electricidad a grandes distancias, reduce las pérdidas de energía gracias a su mayor voltaje, lo que además mejora la estabilidad de la propia red.

Su aplicación planificada en China podría servir también para reducir la contaminación las áreas urbanas, concentradas sobre todo en la costa, al situar las centrales térmicas de nueva construcción cerca de las minas, en lugar de las ciudades, en un país que obtiene el 80% de su energía quemando carbón.

<sup>26</sup> Xinhua net, “China moves ahead with economical ultra-high voltage transmission lines”, (7/2)

<sup>27</sup> Star Tribune, “Bucking cost-cutting trend, Chinese utility spending billions on new power technology”, (21/2)

<sup>28</sup> AliBaba.com, “China’s State Grid eyes to triple UHV lines by 2012”, (26/2)



El State Grid está presente en 26 de las 33 provincias, municipalidades y regiones especiales chinas, y cuenta con 541 centrales térmicas en todo el país. China prevé que su demanda energética aumente cerca de un 4% anual, al menos hasta 2010, y el State Grid planea duplicar sus inversiones en ampliación de infraestructuras de generación eléctrica para ese año, hasta los 169.700 millones de dólares<sup>29</sup>. Entre esos gastos, 14.626 millones de dólares estarán destinados a construir redes de ultra-alta tensión para vincular Beijing, Shanghai y otras ciudades importantes del este del país con las presas hidroeléctricas del suroeste y las centrales térmicas del norte.

Para llegar a este objetivo, expertos industriales chinos abordaron más de 300 problemas tecnológicos claves durante los últimos cuatro años. El resultado, China tiene derechos de propiedad intelectual independientes sobre las líneas de transmisión UHV y puede producir localmente el 90% de los equipos. Los *breakthroughs* fueron hechos sobre todo en los campos de estándares de voltaje, ambiente electromagnético, coordinación en sobrevoltaje y aislamiento, control de voltaje reactivo, tecnología *lightning proof*, diseño de las subestaciones transformadoras y líneas en de mayor altitud y áreas muy heladas, técnicas de construcción de UHV y control de operaciones en un red eléctrica grande. Las tecnologías y el equipo lograron en la transmisión grandes cantidades de energía sobre largas distancias con pocas pérdidas, con casi un mes de operación estable. La empresa dice que si tiene éxito, la tecnología podría ser vendida en el extranjero.

El esfuerzo refleja la ambición de Beijing de transformar a China de una nación manufactura de bajo costo a una creadora de tecnología provechosa, un paso que debe tomar si continúa creciendo. "*Los jugadores chinos suben de verdad en la escala técnica*", dijo David Xu, director para Asia-Pacífico de la consultora McKinsey & Co. "*Ellos entienden que solamente compitiendo con una base de costos no va a ser sostenibles*".

El desarrollo de la tecnología podría ayudar a China a competir en el mercado global para equipos de transmisión de energía que Goulden Reports<sup>30</sup>, una empresa de

<sup>29</sup> Associated Press, "Chinese utility tries to join electricity pioneers", (21/2)

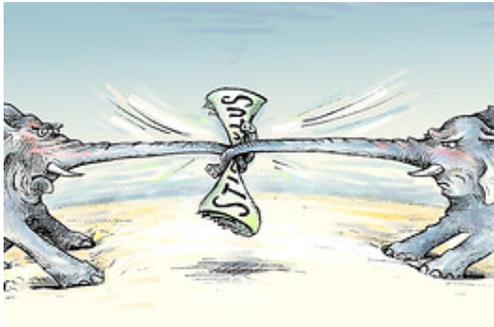
<sup>30</sup> [www.gouldenreports.org/](http://www.gouldenreports.org/)

research de la industria, dice que debería crecer a más de 140 mil millones de dólares en ventas anuales para 2015.

Actualmente China vive una superabundancia de energía que promete durar al menos durante todo 2009, ya que la capacidad de producción eléctrica del país aumentó 10.3% durante 2008, hasta 792,5 millones de kilowatt/hora, en cifras de diciembre pasado, y la conclusión de nuevas infraestructuras la hará aumentar aún más. *“Recientemente se ha terminado la línea de transmisión de la presa de las Tres Gargantas (en el río Yangtzé), y ahora que el embalse se ha llenado por primera vez hasta 170 metros, podrá transmitir (a otras provincias) hasta 18,20 millones de kilowatts”*, señaló Liu. *“Cuando sea completada la línea de transmisión en 2010 como está programado, entregaremos hidroelectricidad más barata en un corriente infinita al interior del sudoeste y solucionaremos esencialmente la escasez de energía que dejó perpleja la región durante décadas”*, dijo Liu.

Adicionalmente, la crisis financiera, que causó cierres de plantas industriales y despidos masivos en las zonas más concentradas en la exportación provocó desde el otoño un importante descenso en la demanda energética<sup>31</sup>.

## **Análisis IV: Iniciativas legislativas sobre el clima y la energía no chocan con la crisis**



Los miedos que los gobiernos pararán o aún harán retroceder los esfuerzos para abordar el cambio climático como una forma de luchar contra la crisis financiera y el crecimiento del desempleo parecen infundados. En cambio, un boom global en la nueva legislación ambiental aparece por el horizonte. Un nuevo estudio publicado en los últimos días por el Deutsche Bank muestra que el apoyo de los gobiernos a iniciativas ambientales y sobre el cambio

climático permanece sólido y fuerte, prometiendo ayudar a la industria de tecnologías limpias que la mayor parte de las otras industrias a reanimarse de la actual depresión económica mucho más pronto que la mayor parte de las otras industrias<sup>32</sup>.

En una revisión del accionar reciente de todos los gobiernos de julio de 2008 a febrero de 2009, los expertos del cambio climático y advisers del banco dicen que aproximadamente 250 nuevas regulaciones que apoyan la eficiencia energética, las energías renovables y estrategias de cambio climático fueron aprobadas durante el período en que las economías entraron en crack. En la cima de un clima cada vez más favorable a la

<sup>31</sup> AliBaba.com, *“China sees both power surplus and shortage in 2009”*, (25/2)

<sup>32</sup> The New York Times, *“Support for Eco-Friendly Laws Remains, Despite Struggling Economy”*, (24/2)

regulación, el nuevo estímulo económico aprobado por muchos gobiernos dará más combustible a una revitalización de la inversión en energías limpias y la mitigación del cambio climático, amenazados ahora por la estancación de los mercados de crédito<sup>33</sup>.

## EX 2: Major policy developments since July, 2008

Policy type	Geography				Total
	US	EU	China	ROW	
Traditional Regulation	31	51	10	32	124
Carbon Pricing	2	36	2	17	57
Innovation Policy	21	19	12	17	69
<b>Total</b>	<b>54</b>	<b>106</b>	<b>24</b>	<b>66</b>	<b>250</b>

Source: DeAM analysis, 2009.

"Los gobiernos intensificaron el paso al diseño de una legislación para ayudar y apoyar a las industrias verdes", dijo Mark Fulton, jefe de investigación en inversiones de cambio climático para Deutsche Bank, en el reporte. "La explosión de la actividad sobre este frente de la nueva Administración Obama en Estados Unidos es en particular visible y proporcionará el welcome leadership y llevará a esfuerzos similares en todo el mundo". En un recuento de varios de los paquetes de estímulo realizados por varios gobiernos en todo el mundo, los analistas del Deutsche Bank dicen que más de 200 mil millones de dólares serán gastados globalmente en proyectos verdes en el período de estímulo económico. La mayor parte de estos gastos, 106 mil millones de dólares, procederá del gobierno estadounidense, gracias al paquete llevado adelante por el presidente Obama.

Los autores del informe dicen que la contribución al negocio verde e industrias del cambio climático anunciados en China es más difícil de definir, pues el plan del gobierno carece de datos concretos claros. Pero los gastos de Beijing también deberían proporcionar un impulso al sector, sobre todo para las firmas que invierten en tecnología y productos de eficiencia energética. Aunque otro estudio, realizado por la consultora McKinsey, indica que China podría hacerse enormemente eficiente en energía en los próximos 20 años, pero incluso si esto ocurre, con el crecimiento de la economía aumentaría el *footprint* de carbono<sup>34</sup>.

Un "ramping up" de medidas gubernamentales anti-clima en otros países, como Alemania, el Reino Unido, Francia, Nueva Zelanda, Grecia y otros, son buenos espacios para empresas e inversores de orientación verde. Más esfuerzos para dar un precio a la contaminación de dióxido de carbono, especialmente desarrollos regionales y nacionales en Estados Unidos, también deberían ayudar a sostener los mercados globales de carbono, ahora que existen dudas por la debilidad económica, dicen los analistas.

"Creemos que esta tendencia a una mayor regulación proporcionará un apoyo crucial a las industrias del cambio climático durante el actual downturn económico mundial", reza el reporte del Deutsche Bank. "Nuestra investigación muestra que, contrariamente a la preocupación extendida de que la recesión forzaría a los gobiernos a abandonar las iniciativas en este frente, los gobiernos, de hecho, estuvieron aumentando sus esfuerzos".

<sup>33</sup> [http://www.dbadvisors.com/deam/stat/globalResearch/climatechange\\_globalpolicydevelopments.pdf](http://www.dbadvisors.com/deam/stat/globalResearch/climatechange_globalpolicydevelopments.pdf)

<sup>34</sup> Reuters UK, "McKinsey maps out China's options for going green", (25/2)

Como pruebas para su conclusión, los analistas indican una serie de *milestones* legislativos que ocurrieron ni bien iniciada la crisis económica actual. La energía solar, en particular, se hizo uno de los grandes ganadores en el inicio de regulaciones y fue parte del gasto de estímulo. Por ejemplo, en noviembre del año pasado, las autoridades francesas prometieron ampliar la cantidad de energía solar generada en ese país por un factor de 400 durante los próximos 12 años. El país también apunta a aumentar el porcentaje de otras fuentes de energías alternativas que combustibles fósiles o energía nuclear en su mix de producción de energía al 23% del total para 2020. Una parte del plan involucra generosos feed-in tariffs que son populares en Alemania para favorece la generación solar sobre otras fuentes.

## **Inclusión de feed-in tariffs en muchos países para la expansión renovable**

El Reino Unido también introdujo el feed-in tariffs del estilo alemán que garantiza suministro de energía fotovoltaica a un precio fijo por kilowatts-hora que puede venderse a las utilities, para noviembre de este año. Los analistas esperan que el marco de regulación pendiente beneficiara principalmente a la generación de energía en pequeña escala, especialmente solar. Los apoyos a la energía solar con la herramienta del feed-in tariffs se multiplican.

Aparte del apoyo del gobierno federal U.S., la energía solar recibe una ampliación del apoyo estatal, con la popularización de proyectos en California y New Jersey, los dos primeros estados de energía solar de EE.UU. Un acuerdo entre el gobernador del estado, grupos de negocios y la empresa utility en Hawaii podrá ser la primera en introducir el sistema de feed-in tariff para julio de 2009. Las discusiones por la introducción sobre la introducción del sistema de feed-in tariffs están también en marcha en Minnesota, Michigan e Indiana, y las utilities en Florida hablan de un plan similar.

El Deutsche Bank cree también que las normas de cartera de renovables estatales, mandatos para las compañías utility para generar un proporción de su electricidad de fuentes renovables, ayudarán más en tiempos en que la industria de energía solar vive la crisis financiera. En particular la promesa de movimientos en el Congreso estadounidense para instituir un estándar de energía renovable federal, una disposición que las personas vinculadas con la industria solar dicen que pueden añadir a un nuevo proyecto de energía.

El informe de los fabricantes de tecnología solar de todo el mundo planean aumentar la producción y capacidad de manufacturación, a pesar de las advertencias de los observadores del mercado de que la industria pronto podría afrontar un exceso de provisiones de capacidad de energía solar este año ante la debilidad de los mercados que perjudican la demanda. La semana pasada, los analistas de mercado de la firma de New York Lux Research predijeron que la sobreproducción de empresas de tecnología solar podría conducir a que las provisiones se dupliquen en relación a la demanda de este año,

presagiando una competencia cada vez más acalorada que probablemente conduzca al fracaso de docenas de empresas.

"Mientras el exceso de provisiones en el mercado solar ocurre desde hace algún tiempo, la corrección ha sido más agresiva debido a la crisis económica", dijo Ted Sullivan, analista senior de Lux. En este punto, Sullivan y su equipo esperan que la capacidad de células y módulos alcancen 10.4 GW. El mercado total se encogerá a 29 mil millones de dólares y 5.3 GW, abajo de los 36 mil millones de dólares y 5.5 GW en 2008, según el reporte de Lux<sup>35</sup>. Pero esto no es todo pesimismo y negatividad para la industria solar. A pesar de esperar fracasos, Lux anticipa beneficios para los *thin-film*, y CIGS este año.

### Solar sector cost overview

Silicon to c-Si module	1Q07	2007	1Q08	3Q08	2008	2009	2010	2011	2012
Sum of average costs (\$/W)	\$2.16	\$2.02	\$1.91	\$1.89	\$1.90	\$1.83	\$1.69	\$1.57	\$1.44
Sum of best practice costs (\$/W)	\$1.60	\$1.49	\$1.40	\$1.26	<b>\$1.33</b>	\$1.26	\$1.13	\$1.04	<b>\$0.95</b>
Sum of typical cash costs (\$/W)	\$1.52	\$1.42	\$1.34	\$1.33	\$1.33	\$1.29	\$1.19	\$1.10	\$1.01
Thin film module	1Q07	2007	1Q08	3Q08	2008	2009	2010	2011	2012
Average all-in cost (\$/W)	\$3.08	\$3.08	\$2.32	\$2.32	\$2.27	\$1.94	\$1.71	\$1.56	\$1.45
Best practice all-in cost (\$/W)	\$2.15	\$1.90	\$1.56	\$1.50	<b>\$1.51</b>	\$1.31	\$1.13	\$1.04	<b>\$0.96</b>
Typical production cash cost (\$/W)	\$2.16	\$2.16	\$1.62	\$1.62	\$1.59	\$1.36	\$1.20	\$1.09	\$1.01
Non-module (c-Si and thin film weighted average)	1Q07	2007	1Q08	3Q08	2008	2009	2010	2011	2012
Average non-module cost (\$/W)	\$3.00	\$2.99	\$2.86	\$2.65	\$2.67	\$2.40	\$2.21	\$2.12	\$2.01
Best practice non-module cost (\$/W)	\$1.50	\$1.45	\$1.40	\$1.35	<b>\$1.35</b>	\$1.27	\$1.20	\$1.13	<b>\$1.07</b>
Typical cash cost (\$/W)	\$2.40	\$2.39	\$2.29	\$2.12	\$2.13	\$1.92	\$1.77	\$1.70	\$1.60
Total system	1Q07	2007	1Q08	3Q08	2008	2009	2010	2011	2012
Average system cost (\$/W)	\$5.16	\$5.01	\$4.77	\$4.54	\$4.57	\$4.23	\$3.90	\$3.69	\$3.45
Best practice system cost (\$/W)	\$3.10	\$2.94	\$2.80	\$2.61	\$2.68	\$2.54	\$2.34	\$2.17	\$2.02
Typical cash cost of system (\$/W)	\$3.92	\$3.81	\$3.63	\$3.45	\$3.47	\$3.21	\$2.95	\$2.80	\$2.62

En Piper Jaffray una conferencia energías limpias desarrollada la semana pasada, los ejecutivos de la industria solar superaron largamente esas advertencias, confiando en los múltiples movimientos de políticas públicas citados por el más reciente estudio de Deutsche Bank que se muestra a favor de su industria. Otras tecnologías sobrevivirán y prosperarán durante la recesión, gracias a las políticas gubernamentales, dijeron los analistas.

Los fabricantes de luces fluorescentes disfrutarán aumentando sus cuotas de mercado en momentos que los países retiran progresivamente las ventas de *incandescent light bulbs* derrochadoras e ineficaces. En octubre del año pasado, por ejemplo, la Comisión Europea comenzó a bosquejar regulaciones para retirar la venta de lámparas incandescentes en la Unión para 2010. Nueva Zelanda anunció recientemente una prohibición de la

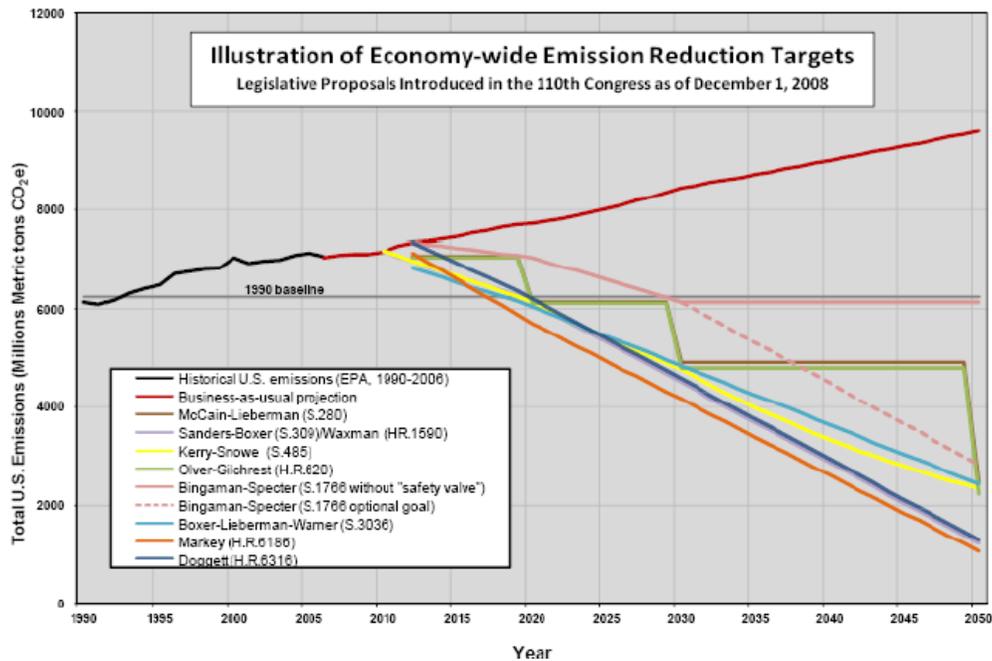
<sup>35</sup> Earth2Tech, "Solar Shakeout Under Way, Serious Oversupply to Come, Report Says", (20/2)

iluminación incandescente que comienza a finales de 2009. El gobierno estadounidense ya ordenó una retirada progresiva para 2014.

Mientras varios paquetes de mandatos, incentivos y gastos del gobierno se mostrarán sumamente importantes para la vitalidad de la tecnología limpia y la industria de energía renovable durante el período económico crítico, los analistas del Deutsche Bank dicen que la institución de un precio para el carbono será más importante para el largo plazo.<sup>36</sup> Los mercados globales de carbono fueron golpeados con fuerza ante el colapso de los precios del petróleo y la energía. La mayor parte de los analistas del mercado de energía esperan que los precios del petróleo vuelvan a subir. Los precios de la energía más altos deberían ayudar a incrementar los mercados de carbono globales.

*"Los precios decrecientes del carbono no deberían ser apoyados por pisos artificiales de precios o intervención directa de gobiernos, generando una disuasión a nuevos players y atrofian el crecimiento de un mercado todavía naciente, dijeron expertos de carbono. "Los pisos de precios no existen en ningún otro mercado", dijo Emmanuel Fages, analista de carbono de la francesa Societe Generale<sup>37</sup>.*

**EX 32: Illustration of Economy-wide emission reduction targets / varying cap-and-trade programs**



<sup>36</sup> Reuters UK, "Global "green" energy stimulus hits \$200 bln –bank", (24/2)

<sup>37</sup> The Guardian, "Carbon market needs mechanism to regulate supply", (25/2)

## Commodities

### Energy

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
BRENT CRUDE FUTR (USD/bbl.)	45.950	-0.560	-1.20
GAS OIL FUT (ICE) (USD/MT)	406.500	-0.500	-0.12
GASOLINE RBOB FUT (USd/gal.)	127.700	-2.340	-1.80
HEATING OIL FUTR (USd/gal.)	128.640	-0.770	-0.60
NATURAL GAS FUTR (USD/MMBtu)	4.065	-0.012	-0.29
WTI CRUDE FUTURE (USD/bbl.)	44.660	-0.560	-1.24

### Agriculture

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
CANOLA FUTR (WCE) (CAD/MT)	404.100	-5.100	-1.25
COCOA FUTURE - LI (GBP/MT)	1849.000	19.000	1.04
COCOA FUTURE (USD/MT)	2397.000	-7.000	-0.29
COFFEE 'C' FUTURE (USd/lb.)	112.500	-0.650	-0.57
CORN FUTURE (USd/bu.)	365.000	-5.500	-1.48
COTTON NO.2 FUTR (USd/lb.)	44.350	0.110	0.25
FCOJ-A FUTURE (USd/lb.)	69.550	-0.100	-0.14
LUMBER FUTURE (\$/1,000 board ft.)	161.900	1.900	1.19
OAT FUTURE (USd/bu.)	184.000	-10.500	-5.40
ROUGH RICE (CBOT) (USD/cwt)	12.500	-0.050	-0.40
SOYBEAN FUTURE (USd/bu.)	855.500	-13.000	-1.50
SOYBEAN MEAL FUTR (USD/T.)	259.700	-3.500	-1.33
SOYBEAN OIL FUTR (USd/lb.)	31.500	-0.430	-1.35
SUGAR #11 (WORLD) (USd/lb.)	13.810	-0.090	-0.65
WHEAT FUTURE(CBT) (USd/bu.)	522.000	-3.000	-0.57
WHEAT FUTURE(KCB) (USd/bu.)	560.250	-1.750	-0.31



WOOL FUTURE (SFE) (Kilogram)	739.000	-4.000	-0.54
------------------------------	---------	--------	-------

#### Industrial Metals

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
ALUMINUM FUTURE (USd/lb.)	62.500	0.500	0.81
COPPER FUTURE (USd/lb.)	156.000	-1.900	-1.20

#### Precious Metals

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
GOLD 100 OZ FUTR (USD/t oz.)	947.000	4.400	0.47
SILVER FUTURE (USD/t oz.)	13.155	0.180	1.39

#### Livestock

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
CATTLE FEEDER FUT (USd/lb.)	93.600	-0.250	-0.27
LEAN HOGS FUTURE (USd/lb.)	59.000	0.025	0.04
LIVE CATTLE FUTR (USd/lb.)	85.900	0.075	0.09

*EnerDossier ofrece servicios de consultoría y asesoramiento sobre sectores estratégicos de la economía global a empresas privadas, organismos públicos y ONGs. Quienes leen semanalmente los informes de EnerDossier conocen los enfoques high-quality sobre temas del sector energético.*

*Si desea mayor información escribir a [hernan.pacheco@enerdossier.com](mailto:hernan.pacheco@enerdossier.com)*