

Escenarios de expansión de capacidades de generación

Scenarios of Expansion to Electric Generation Capacity

Dr.C. José Somoza-Cabrera, pepes@fec.uh.cu

Universidad de La Habana, Cuba

Resumen

Se aborda el estudio de escenarios de expansión del sistema de generación eléctrica de Cuba para abastecer el incremento de la demanda eléctrica hasta el año 2050, de acuerdo con las opciones tecnológicas disponibles, así como la combinación óptima, de mínimo costos. Se utilizan las facilidades que ofrece el modelo LEAP (Long-range Energy Alternatives Planning System), para la simulación del despacho de carga a costo mínimo. Finalmente, se presenta el análisis costo beneficio de las opciones tecnológicas, así como de las combinaciones óptimas de expansión de las capacidades en presencia de externalidades y limitación de emisiones de Gases de Efecto Invernadero. Si bien la inclusión de las externalidades en los costos resulta insuficiente para alcanzar la competitividad entre tecnologías “fósiles” y de las Fuentes Renovables de Energía, sí contribuyen a estrechar la brecha entre ambas y en algunas oportunidades hacen que estas últimas tengan una participación importante en la expansión óptima de las capacidades de generación del sistema electroenergético.

Palabras clave: escenarios de expansión de capacidades eléctricas, externalidades, análisis costo beneficio.

Abstract

We show the building scenarios of expansion to electric generation capacity enough to supply the demand to 2050. We were using the LEAP facility (Long-range Energy Alternatives Planning System), to simulate dispatch of electricity at minimum cost. Finally, we show the cost-benefice analysis of the technologies availability, included externality and CO₂ emission limited. However that we included the externals cost in this analysis, it results insufficient to closed gap between fossil and renewable technologies of electric generation. Nevertheless, in some opportunities the renewable options had very important participations in the minimal cost scenario of expansion.

Keywords: scenarios of expansion to electric generation capacity, externality, cost-benefice analysis.

Introducción

El trabajo pretende calcular la composición óptima del sistema electroenergético capaz de cubrir el incremento del consumo de energía eléctrica acumulado al 2050 entre el escenario de “Mitigación” y el de “Referencia” para la economía cubana. Se presentan los costos totales en que se incurrirían para abastecer un incremento del consumo 200 mil GW.h en el año 2050 con unidades de 100 MW de una amplia gama de tecnologías desde Centrales Termoeléctricas (CTE) carboneras y nucleares (CEN) hasta parques eólicos y “granjas solares fotovoltaicas” conectadas a la Red.

Los trabajos sobre la composición óptima de la composición del Sistema Electroenergético Nacional (SEN), así como de las plantas candidatas a compensar los incrementos de la demanda eléctrica del sistema electro energético fueron realizados por el grupo de Planificación Energética de CUBAENERGIA a partir de modelos como el MESSAGE facilitados por la OIEA y adaptados por los especialistas de esa institución para dar el servicio requerido por la dirección de la Unión Eléctrica (UNE). Sin embargo, trabajos como el presente, nunca fueron abordados sobre todo por la novedad de usar estimados nacionales de costos externos de la generación sobre la salud humana, y limitaciones de los niveles de emisiones de CO₂ en la actividad de generación eléctrica.

Se introducen, por primera vez, los estudios y estimaciones de las externalidades realizados por Turtós (2004), para ocho CTE del país, así como la composición óptima del sistema considerando o no la internalización de las mismas. También se determina la combinación de plantas en el caso de que se tengan limitaciones en las cantidades de CO₂ emitidas (aspectos que pudieran ser realidad como resultado de las actuales negociaciones para establecer un nuevo protocolo de mitigación Post-Kyoto). Finalmente, se presenta el balance de costos y beneficios de todas las tecnologías estudiadas con respecto a las CTE carboneras en cuanto a costos incurridos y emisiones de CO₂-eq evitadas.

Fundamentación

El modelo utilizado es el Long-range Energy Alternatives Planning System (LEAP, versión 2014). El LEAP forma parte del conjunto de modelos conocidos como Modelos de Coeficientes Técnicos. Esta familia de modelos describe, físicamente, el sistema energético, así como los costos e impactos ambientales de las opciones de mitigación estudiadas. En lugar de simular decisiones que supondría representar la racionalidad de los consumidores y productores, utiliza explícitamente cálculos de salidas de dichas decisiones y examina las implicaciones en un escenario en que pretende lograr

una cierta distribución del mercado de combustibles (por ejemplo, en términos de tasas de penetración de mercado de cada combustible)¹.

Los modelos de simulación de coeficientes técnicos examinan, preferentemente, los recursos, las implicaciones medio ambientales y los costos sociales de los escenarios alternativos bajo la pregunta “*what if*”². En el caso del LEAP, el principal objetivo es brindar un soporte integrado y confiable en el desarrollo de estudios de planeamiento energético integrado, bajo soporte computacional. Es del tipo “*bottom-up*” y consiste en un modelo energético–ambiental basado en escenarios, del tipo “*demand-driven*”. Esto último significa que frente a un determinado escenario de demanda final de energía, LEAP asignará los flujos energéticos entre las distintas tecnologías de abastecimiento energético, calculando el uso de los recursos, los impactos ambientales y detectando necesidades de ampliación de determinados procesos de producción de energía.

En sus últimas versiones el LEAP incluye un módulo para optimizar, el cual permite construir escenarios de mínimo costo; sin embargo, no genera automáticamente escenarios de equilibrio de mercado.

Métodos utilizados

El LEAP, desde su versión 2011, incluye una rutina para la expansión del sistema energético (con énfasis especial para la generación), basada en criterio de optimización de mínimo costo y luego despachadas por los diferentes módulos. Así el LEAP utiliza el OSeMOSYS, programa de optimización que a la vez depende del GLPK, un *toolkit* software utilizado para resolver problemas de programación lineal con el método simplex revisado. Ambos software están totalmente integrados al LEAP por lo que no hace falta utilizar otras interfaces para utilizar la rutina de optimización.

Para calcular el despacho de mínimo costo (óptimo), LEAP toma en cuenta todos los costos y beneficios relevantes del sistema incluyendo los costos de capital, los valores de rescate (o costos de desmantelamiento), los costos de operación y mantenimiento fijo y variable, y los costos de las externalidades; esto es, los costos de contaminación o de reducción de las mismas. Este análisis también puede considerar restricciones adicionales como límites a las cantidades de gases emitidas,

¹ En esta “familia de modelos” se incluyen además el MEDEE, MAED y el REQLOCHE.

² Ejemplo: “¿Cuál será el costo, las reducciones de emisiones y ahorros energéticos si invirtiéramos en mejorar la eficiencia energética y la penetración de renovables ante la alternativa de invertir en nuevas centrales eléctricas?”

así como capacidades mínimas y máximas para distintos tipos de plantas generadoras de electricidad.

Simulación y despacho de mínimo costo

En el trabajo se trata de simular una situación en que hubiera que “servir” el incremento de la demanda eléctrica acumulada en el 2050 por los sectores de uso final de la energía, con respecto a un escenario donde se incluyen un conjunto de opciones de mitigación de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Estas opciones de mitigación se corresponden, por una parte, con reducciones de emisiones a partir de la adopción de acciones de mejoramiento de la eficiencia energética ya sea a partir de la introducción de nuevas tecnologías, como de procedimientos novedosos en el manejo de la energía que incluyen el mejoramiento del control y administración de los procesos y del uso racional de la electricidad; y por otra, la introducción de tecnologías que utilizan de manera intensiva el potencial de Fuentes Renovables de Energía (FRE) identificado en el país.

El escenario de Referencia se define como aquella situación en que en ausencia de nuevas políticas en el campo de las tecnologías energéticas tanto en el sector de uso final o sector de demanda, como en el sector de transformación y el ámbito medioambiental, se “heredan” las tendencias “pesadas” que caracterizan el sistema socioeconómico y energético existente, lo cual no significa que se omitan las nuevas acciones que se están implementando como resultado de las políticas ya aprobadas.

La demanda de electricidad en un escenario de continuidad con relación al escenario de Mitigación, para el 2050 es del orden de los 200 mil GW.h. Las preguntas son ¿cuál sería el costo de las distintas tecnologías disponibles en el país o en los mercados energéticos para cubrir la demanda eléctrica en un escenario de este tipo?; ¿cuál sería la combinación óptima o de mínimo costo capaz de cubrir el incremento de la demanda?; ¿cómo influirían en los costos de las tecnologías y en la propia combinación de mínimo costo, la internalización de las externalidades estimada para la actividad de generación eléctrica en Cuba?; y finalmente, ¿cómo influiría en estos costos el hecho de que se impusiera algún tipo de limitación a las emisiones de CO₂ proveniente de la generación?

Es muy importante para realizar con LEAP la simulación de despacho y la optimización del propio despacho introducir los datos de la carga horaria. En este caso se utilizó información de la curva de carga horaria correspondiente al año 2007. Las tecnologías que se utilizaron en el trabajo se presentan en la tabla 1.

TABLA 1: COSTOS DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN

Tecnologías	Costo de Capital	Costo de O+M Fijo	Costo de O+M variable	Costos del Combustible
	10 ³ US\$/MW	10 ³ US\$/MW	US\$/MW.h	
CEN	8 000	55,0	2,5	15 US\$/GJ
Central Bioeléctrica (CTE Cañera) (Factor de capacidad e/70 y 80 %)	3 000 (2 800-4 200 para capacidades e/ 25 y 100 MW)	45,0 (hasta 87)	6,0 (mayor de 4)	2 US\$/GJ (entre 1,25 y 5)
Grupo Electrógeno (GE) Fuel Oil	850	12,0	25,0	750 US\$/toe
CTE a crudo nacional	1 000	48,0	3,0	100 US\$/toe
Central Solar FV RED (factor de capacidad: e/15 y 27%)	4 000 (e/ 2 700 y 5 000; para capacidades e/0,5 y 100 MW)	14,0 (e/14 y 75)	1,0	
Hidroeléctrica (factor de capacidad: e/30 y 60%)	3 000 (1 000 y 3 000)	30,0 (e/25 y 75)	2,0	
CTE a Carbón	2 200	40,0	3,0	150 US\$/toe
“Granja” Eólica (factor de capacidad: 20 y 40%)	2 600 (1 200-2 600 para capacidades e/ 5 y 300 MW)	17,0	2,3 (1,2 y 2,3)	
Turbina de Gas Natural con Ciclo Combinado	1 900	9,0	3,0	8 US\$/GJ

En cuanto a las externalidades, se utilizaron las estimaciones de los costos de la generación sobre la salud, calculados por Turtós (2004), para ocho (8) CTE del país.

Las emisiones de SO₂ generan los mayores costos externos totales aunque los costos por toneladas son máximos para PM₁₀. La internalización de las externalidades en el precio de la electricidad implicaría aumentos entre 0,56 y 1,15 centavos de dólar por kWh generado y, teniendo en cuenta la incertidumbre calculada, entre 0,15 y 4,82. El costo externo ponderado, en función de la generación de las ocho (8) CTE es de 0,92 centavos de dólar por kWh.

Los valores calculados por Turtós (2004) se comparan de forma razonable y consistente con los estimados para la Unión Europea, sobre todo si se tiene presente que los primeros solo corresponden a los costos sobre la salud humana de las emisiones contaminantes resultantes de la generación de electricidad (Owen, 2007).

Con respecto a los factores de emisiones por tipo de tecnología y combustible consumido se utilizaron los valores por defecto que la base de tecnologías contenidas en el LEAP que se corresponden a los datos de TIER 1 del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC). Para el cálculo del balance de Costo–Beneficios, se utilizó una tasa de descuento del 5 % y una tasa de inflación de 4 %; los datos sobre costos de las tecnologías están reportados en dólares

constantes del 2010. Para la información de costos se utilizaron varias fuentes: Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico (COPAR) de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México (2010); y de Contribution to Special Report Renewable Energy Sources (SRREN) del IPCC, Anexo III, Recent Renewable Energy Cost and Performance Parameters (2012).

Resultados y discusión

En la tabla 2 se presentan los resultados de la simulación del cubrimiento de la demanda por cada central “candidata”, así como la combinación óptima de tecnologías.

TABLA 2: COSTOS TOTALES ACUMULADOS AL 2050 Y ACTUALIZADOS AL 2010 (MILES DE MILLONES DE US\$)

Tecnologías	Biomasa	CTE Petrolera	Carbón	GE fuel	Hidro	TGNCC	Nuclear	Optimización No Ext	Solar PV	Eólica
TGNCC						37.0				
Eólica										173.3
Carbón			52.5							
Hidro					112.0					
CTE petrolera		36.9						27.8		
GE				52.2				6.0		
Solar PV									254.8	
Biomasa	77.5									
Nuclear							97.1			
Total	77.5	36.9	52.5	52.2	112.0	37.0	97.1	33.8	254.8	173.3

Desde el punto de vista de los Costos Totales, las tecnologías menos caras resultaron las CTE petroleras y las Turbinas de Gas Natural con Ciclos Combinados (TGNCC), con costos acumulados en 2050 y actualizados al 2010, que están en el orden de los 37 billones de US\$³. Los costos de abastecer el crecimiento de la demanda eléctrica de los sectores de uso final en el escenario de continuidad respecto a un escenario donde se da un apoyo decidido a las políticas de eficiencia energética y el uso de FRE, a partir de la generación de CTE petroleras ascienden a casi 36,9 billones de US\$, mientras que utilizando ciclos combinados con turbinas de gas natural es algo mayor, unos 37 billones de US\$. Estos costos representan apenas el 25 % de los resultantes de utilizar CEN; 40 % con CTE Bioeléctricas; 18 % de los costos si se usaran parques eólicos; y solo el 12% si se usaran centrales solares fotovoltaicas (tabla 2).

³ Costos totales acumulados en el 2050 y descontados al 2010.

Parte de la explicación de tal resultado, nada sorprendente, radica en los factores de carga característicos de cada tecnología, relativamente bajos para las tecnologías que utilizan FRE, lo que se debe al carácter cíclico, discontinuo y aleatorio de las mismas. Por ejemplo, en el caso de las CTE Bioeléctricas dicho factor de carga es de 70 %, los de las centrales hidroeléctricas, eólicas y solares fotovoltaicas son de 60 %, y 35 %, respectivamente; mientras que las centrales que trabajan con combustible fósil y nuclear son notablemente superiores de forma notable.

TABLA 3: CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA HASTA EL 2050, (MILES DE MW)

Tecnología	Biomasa	CTE Petrolera	Carbón	GE	Hidro	TGNCC	Nuclear	Optimización No Ext	Solar PV	Eólica
TGNCC						869,2				
Eólica										295,3
Carbón			923,4							
Hidro					1476,0					
CTE petrolera		923,4						671,6		
GE a fuel				923,4				249,8		
Solar PV									295,3	
Biomasa	123,0									
Nuclear							82,0			
Total	123,0	923,4	923,4	923,4	1476,0	869,2	82,0	921,4	295,3	295,3

Esta característica trae como consecuencia que para cubrir un nivel de demanda determinado haya que instalar casi cuatro veces más la capacidad de generación eólica y solar fotovoltaica, casi el doble en el caso de las centrales hidroeléctricas y un 40 % más en las Bioeléctricas, con relación a las CTE a *fuel oil* o los ciclos combinados con turbinas de gas natural (tabla 3).

Por supuesto, otros factores que explican los resultados de costos obtenidos pasan por el estado de desarrollo de las nuevas tecnologías que utilizan tanto fuentes energéticas fósiles, como FRE. Tecnologías como la eólica y la solar fotovoltaica tienen estructuras de costos en las cuales el componente de capital es aún muy “pesado”; por ejemplo, en este estudio, los costos de capital representan el 95 % y 90 % de los costos totales para los casos de las Centrales Solares Fotovoltaicas y Eólicas respectivamente, solo comparables con las estructuras de costos de las CEN, las Hidroeléctricas y las TGNCC, los costos de capital constituyen el 88 %, 84 % y 82 % de los costos totales en cada caso y por este orden (tabla 4).

TABLA 4: ESTRUCTURA DE LOS COSTOS TOTALES ACUMULADOS AL 2050

Costo Categoría	Capital	Fixed O&M	Variable O&M	Total
-----------------	---------	-----------	--------------	-------

Biomasa	50,4	19,0	8,0	77,5
CTE petrolera	22,4	10,6	3,9	36,9
Carbón	37,9	10,6	3,9	52,4
GE	16,4	3,2	32,6	52,2
Hidro	73,9	31,7	6,3	112,0
TGNCC	30,8	2,2	3,9	37,0
Nuclear	84,1	12,9	0,1	97,1
Optimization No Ext	20,7	8,6	4,5	33,8
Solar PV	240,0	13,5	1,3	254,8
Wind	156,0	14,4	3,0	173,3

Lograr reducciones de costos de las tecnologías renovables a los niveles actuales de las tecnologías de generación con combustibles fósiles “convencionales”, por ejemplo de las CTE petroleras o las de TGNCC, implican esfuerzos en el campo de la investigación y desarrollo muy importantes.

Desde la óptica de la “curva de aprendizaje”, alcanzar las reducciones de costos en las tecnologías solares y eólicas cuando se dupliquen los niveles de capacidad instaladas actuales, significaría valores de elasticidad costo unitario del orden de 0,5 y algo mayores en valor absoluto, indicando que por cada un uno por ciento que crezca la capacidad instalada (o producción acumulada de estas centrales), los costos unitario tendrían que reducirse un 0,5 %⁴.

Por su parte, según el informe “Contribution to Special Report Renewable Energy Sources” (SREEN, 2012), ya las tasas históricas de reducción de los costos por el aprendizaje para las tecnologías solares (fotovoltaicas y de concentradores) han sido notables, entre el 11 y el 26 % para las primeras tecnologías y entre 5 y 15 % para los sistemas concentradores solares, lo cual indica que cada vez que se ha duplicado la producción acumulada de estas tecnologías (kW instalados), los costos se han reducido en los porcentajes antes comentados (SREEN, 2012).

Sin embargo, se puede reducir la diferencia de costos y, por tanto, aumentar la competitividad de estas a partir de la implementación de políticas de apoyos (incentivos de varios tipos, subsidios, metas, entre otras); e incluyendo las externalidades ambientales en los costos de las tecnologías consumidoras de combustibles fósiles.

En este sentido, se han realizado estudios de externalidades, entre lo que se encuentra los de Anthony D. Owen (2007) para las diferentes tecnologías de generación eléctrica utilizadas en la Unión Europea. Según el estudio, los costos de generación por concepto de externalidades se

⁴ Estimado hecho a partir de la ecuación: $d = 2^{-n}$ que está indicando que cada vez que la experiencia acumulada se duplique, los costos (o los precios) se reducirán $d\%$ con respecto a su nivel previo. Ver Berndt Ernest R., “The Practice of Econometrics Classic and Contemporary”; Chapter 3: Costs, learning curves and scale economies”.

incrementarían entre 2 y 15 céntimos de euro para las CTE carboneras; 2 a 5 cuando se trata de CTE a turba; de 3 a 11 céntimos en el caso de las CTE petroleras; hasta 5 céntimos en el caso de las bioeléctricas. Por su parte, las centrales solares fotovoltaicas y las eólicas apenas incrementan sus costos por concepto de externalidades en un céntimo (0,6 y 0,25 céntimos de euro en cada caso).

Por su parte, las estimaciones realizadas por Turtós (2004), sobre los costos externos de la generación eléctrica en el país, solo incluyen los efectos negativos monetizados sobre la salud humana. El estudio abarcó las ocho CTE existentes y los resultados se refieren al año 2004. En el estudio se utilizó la información sobre externalidades estimada por Turtós para Cuba y los resultados se presentan en la figura 1.

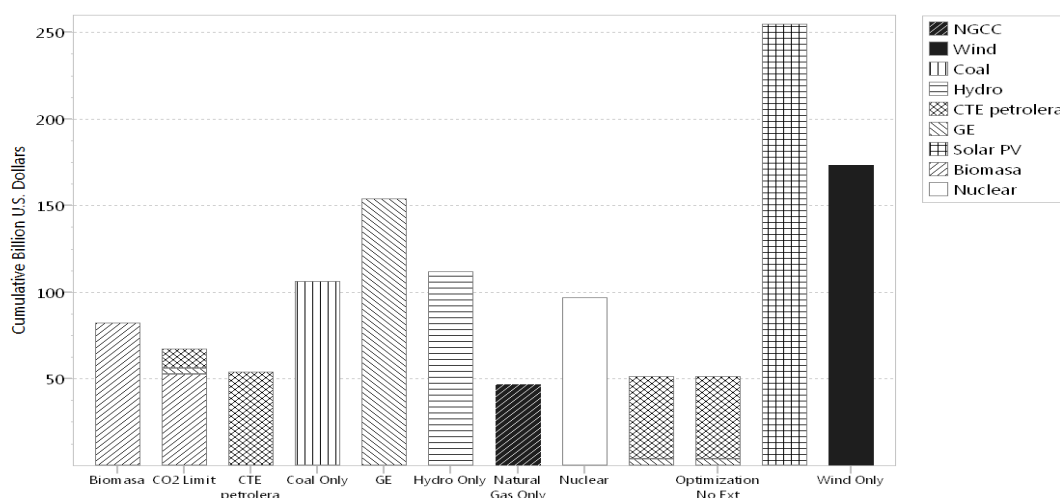


Figura 1. Costos totales acumulados al 2050. (Miles de Millones de US\$ descontados al 2010) Incluye las externalidades y límites de emisiones

Como era de esperar, los costos crecen en dependencia de la composición físico-química de los combustibles que son empleados y la eficiencia de los procesos termodinámicos de las transformaciones energéticas que ocurren en la combustión. Por ejemplo, en el caso de las CTE petroleras y carboneras, el incremento de costos totales al incluir costos externos es de 123 % y 104 % respectivamente; mientras que en el caso de los motores a *fuel oil*, la diferencia entre costos con y sin incluir las externalidades es de 50 %. Los impactos son menores en los casos de las TGNCC y las bioeléctricas, que acusaron incrementos de costos de un 12 % y 5 % respectivamente (tabla 5).

TABLA 5: ESTRUCTURA DE COSTOS (INCLUYE EXTERNALIDADES Y LÍMITES DE EMISIONES) (BILLONES DE US\$)

Costo Categoría	Capital	Externalities	O&M Fijos	O&M variable	Total
Biomasa	5,4	9,4	19,3	8,2	86,9
CO ₂ Limit	37,8	1,8	14,3	7,3	61,2
CTE petrolera	22,4	17,3	1,6	3,9	54,2
Carbón	37,9	53,8	1,6	3,9	106,2
GE	16,4	11,8	3,2	32,6	154,0
Hidro	73,9		31,7	6,3	112,0
TGNCC	3,8	9,9	2,2	3,9	46,8
Nuclear	84,6		12,9	0,1	97,1
Optimización con		17,3	9,1	3,9	51,5
Optimización sin	20,7		8,6	4,5	33,8
Solar PV	240,0		13,5	1,4	254,8
Eólico	156,0		14,4	3,2	173,3

Al incluir las externalidades en el cálculo de los costos totales ocurre que ahora la alternativa menos cara de abastecer el incremento de la demanda resultó la de TGNCC, seguida por las CTE petrolera, los GE y cerrando este grupo de las tecnologías menos caras, las CTE bagaceras o bioeléctricas. No obstante, la internalización de costos ambientales, aún siguen siendo las tecnologías que utilizan combustibles fósiles las alternativas menos caras (tabla 6).

TABLA 6: COSTOS TOTALES, ACUMULADOS AL 2050; DESCONTADOS AL 2010 (MILES DE MILLONES DE US·). INCLUYE COSTOS EXTERNOS Y LIMITACIÓN DE EMISIONES

Branches	Biomasa	CO ₂ Limit	CTE petrolera	Carbón	GE	Hidro	TGNCC	Nuclear	Optimización Con Ext	Optimización No Ext	Solar PV	Eólico
TGNCC							46,8					
Eólico												173,3
Carbón				106,2								
Hidro						112,0						
CTE petrolera		11,4	54,2						47,8	27,8		
GE		3,3			154,0				3,7	6,0		
Solar PV											254,8	
Biomasa	86,9	55,4										
Nuclear								97,1				
Total	86,9	70,1	54,2	106,2	154,0	112,0	46,8	97,1	51,5	33,8	254,8	173,3

Sin embargo, cabe preguntarse ¿cuál sería la estructura de generación óptima o de mínimo costo, para abastecer la demanda en el 2050? Como en la actualidad no se tienen en cuenta los costos externos, la combinación de mínimo costo estaría formada por CTE petroleras y GE. Al internalizar dichos costos ambientales, se obtiene también una combinación de mínimo costo formada por las

CTE petroleras y los GE pero con un notable incremento de los costos totales. De forma similar, una restricción en las emisiones de CO₂ hace variar, de manera notable, la composición óptima del sistema de generación. Por ejemplo, una reducción de las emisiones acumuladas en 10 millones de t CO₂ al 2050, implicaría una mezcla de generación con énfasis en tecnologías de bajo carbono. El 79 % de los costos se corresponden con la utilización de CTE bioeléctricas, mientras que el resto, le corresponde a las CTE petroleras (16 %) y a los GE (el 5 %).

En la tabla 7, se presenta un resumen de los resultados de los tres “escenarios” de optimización evaluados. Importante el impacto de considerar las externalidades en los costos totales, estos se incrementan en un 64 % con respecto a la no inclusión de dichos costos externos. Sin embargo, el aporte de las externalidades no es suficiente para que la composición óptima del sistema de generación cambie en favor de las tecnologías que utilizan FRE.

TABLA 7: COSTOS TOTALES ACUMULADOS AL 2050 Y DESCONTADOS AL 2010

Tecnología	Optimización con limitaciones de emisiones e inclusión de externalidades		Optimización sin externalidades		Optimización con externalidades	
	Capacidad acumulada (10 ³ MW)	Costos totales acumulados (billones de US\$)	Capacidad acumulada (10 ³ MW)	Costos totales acumulados (billones de US\$)	Capacidad acumulada (10 ³ MW)	Costos totales acumulados (billones de US\$)
CTE petrolera	183,9	11,4	671,6	27,8	744,6	47,8
GE Fuel Oil	155,3	3,3	249,8	6,0	176,8	3,7
CTE Cañera	776,4	55,4				
Total	1115,5	70,1	921,4	33,8	921,4	51,5

En cuanto a una limitación de emisiones de CO₂, la composición óptima varía notablemente, tanto en costos como en la propia composición óptima del sistema. En este último caso, la optimización favorece la introducción de las CTE Bioeléctricas, como ya se había comentado. El sistema óptimo en el caso de limitación de emisiones tiene un 21 % más de capacidad instalada que los sistemas óptimos sin limitaciones, mientras que es un 27 % más caro que el óptimo con externalidades incluidas (tabla 7).

La composición del sistema, cuando se incluyen los costos externos y restricciones en los volúmenes de emisiones de CO₂, son bien diferentes. Por ejemplo, los costos son casi el doble con

respecto a la estructura que no tiene en cuenta las externalidades (106 % mayor), y la diferencia está dada por la inclusión de capacidades de CTE bioeléctricas hasta completar el 70 % de la capacidad total instalada. En efecto, mientras que en el sistema que tiene que cumplir con metas de reducción de emisiones e incluye las externalidades, son las tecnologías que utilizan FRE las favorecidas; en un sistema óptimo sin restricciones, la composición estaría constituida por tecnologías que utilizan combustibles fósiles y, en particular, CTE petroleras.

Por su parte, los costos totales de un esquema de generación cuya restricción sea determinado nivel de emisiones de CO₂, crecen de manera significativa tanto sobre el esquema sin restricciones que incluye las externalidades como en el esquema que no las considera. En el primer caso los costos se elevan un 26 %, mientras que con relación al esquema sin externalidades incorporadas, el incremento es algo más que el doble (107 % mayor).

No resulta sorprendente que en ningún caso de esquema óptimo de generación se incluyan las llamadas tecnologías que utilizan las FRE “modernas”, no obstante, la incorporación de los costos externos al cálculo de los costos totales del sistema y optimización de los mismos. Sin embargo, este hecho no descalifica el uso de estas tecnologías; por una parte, se han utilizado parámetros promedio de las tecnologías a nivel internacional, es posible reducir los costos de los sistemas eólicos y fotovoltaicos si se lograra incorporar una mayor participación de la industria nacional en el diseño, construcción de componentes y partes, y en el montaje de los mismos.

Por ejemplo, en el costo total de inversión se incluyen todos los costos necesarios y razonables para poner el equipo en su lugar y listo para su explotación; lo cual comprende, además del costo del equipo, los fletes y seguros de transporte, los costos de instalación y de prueba, los impuestos de importación y honorarios de agentes aduanales (los llamados costos directos). Por otra parte, tienen que incluirse los llamados costos indirectos, que están relacionados con los estudios de ingeniería y los gastos de administración del proyecto. Se estima que los costos indirectos para la actividad de generación eléctrica están en el orden de los 2,5 % sobre los costos directos para las turbinas de gas; 9,9 % para las CTE convencionales y 5,3 % para ciclo combinado.

Si estos costos indirectos pueden ser asumidos por las capacidades de proyecto nacional, los costos totales pudieran reducirse entre un 5 y 10 %, lo que quizás aún no sea suficiente para que estas

tecnologías compitan con las bioeléctricas y las tecnologías a combustibles fósiles, pero estaría creando importantes capacidades en este campo⁵.

Si se supone que los costos de capital de las tecnologías eólica y solar fotovoltaica sean los menores disponibles en el mercado, resultado de las economías de escala, por ejemplo centrales de 300 MW con costos que rondan los 1200 US\$/kW, centrales PV de 100 MW con costos de capital del orden de los 2700 US\$/kW y CTE bioeléctricas con capacidades de 100 MW y costos de capital del orden de los 2000 US\$/kW, se tendrían los siguientes resultados (tabla 8).

TABLA 8: RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN CON COSTOS DE CAPITAL MÍNIMOS PARA LAS TECNOLOGÍAS CON FRE

	CO ₂ Limitado	Optimización con Ext	Optimización sin Ext	Solar PV	Eólico
TGNCC					
Eólico	41,8				89,4
Coal					
Hidro					
CTE petrolera	11,4	47,8	27,8		
GE	6,0	3,7	6,0		
Solar PV				176,9	
Biomasa					
Nuclear					
Total	59,2	51,5	33,8	176,9	89,4

Nótese que solo con esta suposición se logra incluir las centrales eólicas en una estructura de mínimo costo con límites a las cantidades de emisiones de CO₂. Los sistemas de óptimos sin limitaciones de emisiones siguen incluyendo solo CTE petroleras y GE de *fuel oil*. Los nuevos costos de capital utilizados son en la optimización para las tecnologías con FRE son un 32 % inferior a los usados anteriormente en el caso de las centrales fotovoltaicas (2700 US\$/kW versus 4 000 US\$/kW) y 54 % (2 600 *versus* 1 200) en el caso de los parques eólicos, esto es, reducciones de tal magnitud siguen sin incluir estas tecnologías en la composición de un sistema óptimo de generación, aun incluyendo las externalidades ambientales.

Finalmente, el balance costo beneficio de todas las opciones de abastecimiento de la demanda, contrastada con la opción de utilización de CTE Carboneras, se presenta en la tabla 9. En el análisis se hace énfasis en dos direcciones, una arista económica en cuanto a que se calcula el valor presente neto de cada opción con relación a la opción de las CTE carboneras; y una arista ambiental, al presentar la cantidad de emisiones evitadas respecto a la opción de Referencia (las CTE

⁵ Suponiendo además la adopción de una tasa de cambio racional entre el peso y el dólar, diferente de la actual 1:1.

carboneras); y se ofrece el costo de las emisiones evitadas por cada opción de generación, lo que constituye uno de los indicadores más utilizados en evaluaciones de opciones de mitigación.⁶

Las dos opciones cuyos Valor Presente Neto con relación a la referencia de las CTE carboneras, que dan positivo y, por tanto, no recomendables desde el punto de vista de un proyecto de inversión son las CEN, los parques solares fotovoltaicos y, los GE a *fuel oil*, en lo que tanto los precios del combustible (*fuel oil* y uranio enriquecido al 4 % como promedio), en el mercado y los costos de O&M variables en el caso de los GE, y de capital en el caso de la CEN y la solar fotovoltaica, sean los responsables de tal resultado.

TABLA 9: COSTOS BENEFICIOS ACUMULADOS ENTRE 2010 Y 2050. RELATIVO AL ESCENARIO CTE CARBONERA. DESCONTADO A UNA TASA DEL 5,0% AL AÑO 2010; EN BILLONES DE US\$ DEL 2010

Criterios	Optimization No Ext	CTE Petrolera	Nuclear	Biomasa	Solar PV	GE	TGNC C	Eólico	Hidro	Optimization Con Ext	CO ₂ Limit
Transformación	-18,2	-15,5	44,8	25,6	22,4	-0,2	-15,4	12,9	59,6	-18,2	7,1
Generación de Electricidad	-18,2	-15,5	44,8	25,6	22,4	-0,2	-15,4	12,9	59,6	-18,2	7,1
Recursos	-39,2	-39,2	144,9	-41,9	-68,7	14,8	6,5	-68,7	-68,7	-39,2	-41,4
Producción	29,5	29,5		26,9			75,2			29,5	27,3
Importación	-68,7	-68,7	144,9	-68,7	-68,7	14,8	-68,7	-68,7	-68,7	-68,7	-68,7
Externalidades	-36,6	-36,6	-53,8	-44,4	-53,8	48,0	-44,0	-53,8	-53,8	-36,6	-43,1
Valor Presente Neto (10 ⁹ US\$)	-93,9	-91,2	135,8	-61,2	79,9	187,8	-52,9	-1,6	-63,0	-93,9	-77,5
GEI evitados (10 ⁶ t CO ₂ eq)	154,2	154,2	4362,4	4274,7	4362,4	1526,2	2531,4	4362,4	4362,4	154,2	3892,5
Costos de los GEI evitados (US\$/TCO ₂ eq)	-89,4	-86,5	31,1	-14,3	18,3	123,8	-3,0	-0,4	-14,4	-89,4	-19,9

El resto de las opciones son desde el punto de vista de costos–beneficio superiores a la opción de Referencia. Son interesantes también los resultados para las opciones hidroeléctrica y eólica; así como los resultados relativos de las optimizaciones con y sin inclusión de externalidades y la de limitación de emisiones de CO₂. Desde el punto de vista de la mitigación de emisiones, los resultados son los esperados, las tecnologías que utilizan las FRE y la CEN son las que mayores potenciales de mitigación de emisiones presentan, seguidas por el sistema óptimo con limitación de emisiones de CO₂ y las TGNCC.

⁶ Se calcula el NPV de cada opción y se contrasta con la Referencia: (NPV Referencia – NPV Opción), por lo que, los valores negativos estarán indicando la preferencia relativa de la opción contrastada con la opción de Referencia, en este caso las CTE carboneras.

En cuanto a los costos de las emisiones evitadas, la opción más barata sería la CTE petrolera con costos de -86,5 US\$ por cada t de CO₂-eq evitada. El signo negativo está indicando que el valor significa beneficios por evitar cada t de CO₂-eq.

Sin embargo, no se puede perder de vista que aunque las reformas energéticas han ido encaminadas a introducir la competencia en los mercados energéticos y, en especial, en los de generación de electricidad, muchos sistemas energéticos están caracterizados por la existencia de monopolios naturales donde, además, los sistemas de regulación no logran hacer que los generadores facturen la energía a precio marginal, como sería de esperar que ocurra en los mercados perfectos⁷.

A las CTE petrolera le siguen las hidroeléctricas y las CTE bioeléctricas, con beneficios más discretos, de alrededor de los 14 US\$/t CO₂eq evitada. A continuación están las TGNCC, con -3 US\$/t CO₂-eq evitada y finalmente, los parques eólicos donde la tonelada de CO₂-eq evitada sale casi “gratis” (-0,3 US\$/t CO₂-eq)⁸. Por otra parte, las opciones más “caras” son por su orden los GE a *fuel oil*, en los que la tonelada de CO₂-eq evitada costó casi 124 US\$, la CEN, con un costo de la t CO₂-eq notablemente menor (31 US\$), y la central solar fotovoltaica, con costos inesperadamente bajos de apenas 18 US\$/t CO₂-eq. Las opciones de optimización también presentan beneficios extraordinarios por cada tonelada de CO₂-eq evitada, los mayores beneficios para el caso de la optimización (con y sin inclusión de externalidades), unos 89 US\$, y algo menor en el caso de la optimización con limitaciones de emisiones (casi 20 US\$/t CO₂-eq).

Si bien la inclusión de los costos externos en el análisis de expansión del sistema de generación no es suficiente para levantar las barreras a la competitividad de las tecnologías que utilizan las FRE, si reducen notablemente la brecha de costos que existe en la actualidad entre tecnologías fósiles y

⁷ Recordar que la característica del Monopolio Natural es que resulta la estructura productiva de menor costo, esto es, los costos de la firma que actúa como monopolio para producir un bien (electricidad en este caso), es inferior a los costos en que incurrirían varias firmas para producir el mismo bien. Tal comportamiento es característico de actividades con existencia de redes (transmisión y distribución de electricidad, petróleo y sus productos refinados, gas, agua y comunicaciones telefónicas por redes), y existen grandes economías de escala, como el caso de la refinación de petróleo, la industria petroquímica y en algunos casos de generación eléctrica donde las bases están sostenidas por CTE carbonera, petrolera y centrales hidroeléctricas. Por otra parte, en teoría económica lo que caracteriza la competencia perfecta del monopolio, es que en el primer caso, la firma factura a precio igual al costo de la última unidad producida, o sea a costo marginal, mientras que la empresa monopolista factura a precio igual a ingreso marginal, lo cual le permite establecer un precio mayor en el mercado y producir una cantidad menor que el requerido en el mismo mercado.

⁸ El término “gratis” es utilizado en este caso como una licencia que se tomó el investigador, en el conocimiento que en economía no existen las gratuidades, de hecho la historia económica da evidencias de que muchos bienes y servicios que se han pretendido distribuir de manera gratuita, han implicado fatales consecuencias a mediano-largo plazo, desde costos enormes, hasta la pérdida de competitividad de la actividad por la adopción de prácticas rentistas e ineficientes.

renovables. En efecto, en escenarios particulares la expansión a mínimo costo presenta una estructura de generación muy favorable a la participación de tecnologías que utilizan algún tipo de FRE. Tal como resultó en el caso de la expansión a mínimo costo con limitación de emisiones de CO₂, en el cual las CTE bioeléctricas representan casi el 70 % de la capacidad total.

Conclusiones

- 1. La inclusión de los costos externos aunque reducen la brecha de costos entre las tecnologías, fósiles y renovables, no son suficientes para que estas últimas, en particular las eólica y solar fotovoltaica, compitan favorablemente con el resto de las tecnologías (fósiles y nuclear), por la integración de la composición óptima, para abastecer la demanda eléctrica. Factores como la intermitencia, estacionalidad y aleatoriedad de estos recursos renovables impactan negativamente en los costos de almacenamiento y respaldo, lo que hace que los costos de capital sean aún muy elevados.*
- 2. La composición óptima resultó la misma sin y con inclusión de externalidades, en CTE petroleras y GE a fuel oil, aunque con una proporción diferente, favorable a los GE cuando se incluyen estas. Sin embargo, cuando se establece algún tipo de limitación en las cantidad de emisiones de CO₂, la composición de mínimo costo cambia radicalmente a favor de las CTE bioeléctricas.*
- 3. El análisis costo-beneficio favorece especialmente a las tecnologías que utilizan petróleo y gas natural; sin embargo, tecnologías como la de GE y CEN arrojan costos de la t CO₂-eq evitada superiores al resto de las tecnologías evaluadas, incluso mayores que los de la solar fotovoltaica, lo que introduce un elemento pocas veces comentado en las evaluaciones de opciones de mitigación. Por su parte, casi todas las opciones estudiadas presentan costo negativos de la t CO₂-eq evitada, lo que indica que en una primera aproximación estas opciones de ejecutarse reportarían beneficios, son las llamadas opciones “no regret”. Es notable el hecho de que el costo para el caso de la solar fotovoltaica solo sea de 18 US\$/t CO₂-eq evitada, la eólica es de apenas -0,4, la hidráulica y la biomasa alrededor de los -14 US\$/t CO₂-eq evitada, lo cual está indicando que bajo otros criterios de selección la solar fotovoltaica pudiera formar parte de un paquete de opciones de mitigación ocupando una posición importante en el ranking de tecnologías disponibles.*

Referencias bibliográficas

1. Berndt, Ernest R. (1996). *The Practice of Econometrics Classic and Contemporary*. New York.
2. Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México. (2010). *Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico (COPAR)*. México DF.
3. Lallana, F. (2012). *Expansión de sistemas energéticos a mínimo costo en el LEAP. XVI Seminario Taller de Política energética para el Desarrollo Sostenible y LEAP*, 9 al 20 de junio Instituto de Economía Energética IEE/FB, San Carlos de Bariloche, Argentina.
4. LEAP. (2014). *Long-range Energy Alternatives Planning System*. Stockholm Energy Institute of Boston.
5. Owen, A. D. (2007). *Environmental Externalities, Market Distortions and the Economics of Renewable Energy Technologies*. School of Economics, The University of New South Wales, Sydney, Australia
6. SRREN, Special Report Renewable Energy Sources (2012). *Recent Renewable Energy Cost and Performance Parameters*. Contribution to Intergovernmental Panel for Climatic Change (IPCC), Annex III.
7. Somoza, J.; Y. Betancourt y J. F. Llanes (2016). *Segunda Comunicación Nacional a la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático. Capítulo 4. Programas que comprenden medidas para Mitigar el Cambio Climático*. (p.134-150). Instituto de Meteorología, La Habana.
8. Turtós, L. (2004). *Externalidades ambientales atmosféricas de la generación eléctrica. Informe científico técnico final*. Centro de Gestión de la Información y Desarrollo de la Energía, CUBAENERGIA. La Habana, octubre 2004.