

ESCENARIO DE DESARROLLO ELÉCTRICO EN CUBA CONSIDERANDO LA OPCIÓN NUCLEAR

Ilse Berdellans Escobar, Ileana López López
Centro de Gestión de la Información y Desarrollo de la Energía (CUBAENERGÍA)
Calle 20 N° 4111 e/18-A y 47, Playa, Ciudad de La Habana, Cuba
ilse@cuabaenergia.cu

Resumen

El uso de electricidad en el país ha mantenido un crecimiento sostenido en los últimos años. Con los programas de la revolución energética que se realizan con vistas a elevar el nivel de vida de la población, se espera un crecimiento más acelerado en el uso de la electricidad, aun cuando se introduzca equipamiento más eficiente que el explotado actualmente. En este trabajo se analizó el incremento que tendrá el uso de la electricidad teniendo en cuenta estos programas de desarrollo y la introducción de la energía nuclear como una opción para el suministro de la misma. A partir de las opciones de desarrollo previstas en el tema energía, se estudiaron dos posibles escenarios de cubrimiento de la demanda de electricidad. El primero basa el suministro de electricidad en tecnologías fósiles y el segundo estudia la posibilidad de utilizar en el futuro reactores nucleares modulares de lecho de bolas de nueva generación. Además se incluyeron en el segundo escenario tecnologías renovables y ciclos combinados de gas. Se realizó el análisis de los resultados y se emitieron conclusiones.

SCENARIO OF ELECTRICITY DEVELOPMENT IN CUBA INCLUDING NUCLEAR POWER

Abstract

The electricity use in the country has maintained a sustained growth in the last years. Due to the programs to enhance the population life being, within the energy revolution program carrying out in the country, a faster growth in the electricity use is expected; even with the introduction of more efficiency equipment. In this paper the increment in the electricity usage taking into account these programs and the introduction of nuclear power, as an option to meet the electricity demand, were analyzed. Two supply scenarios to meet the electricity demand, which include the energy development options foreseen, were studied. In the first one the electricity supply is based on fossil fuel technologies and the second one the introduction of the new generation of Pebble Bed Modular Reactor is analyzed. Moreover, in the second scenario, renewable technologies and combined cycles of gas were considered. The results are analyzed, and conclusions were drawn.

Key words: energy demand, energy efficiency, socio-economic factor, energy sources, energy policy, sustainable development, nuclear power, renewable, energy sources, feasibility studies

INTRODUCCIÓN

El uso de electricidad en Cuba ha crecido 1,3 veces desde 1994 hasta el 2004 [1]. Este crecimiento continuará debido a los programas de electrificación del 100% de la población, a la sustitución de combustibles como el queroseno y la leña para la cocción, y al incremento en el uso y tenencia de equipos electrodomésticos. Estos programas tienen como objetivo elevar el nivel de vida de la población y ahorrar energía.

En el 2004, año base de este estudio, la capacidad eléctrica instalada era de 3 763,5 MW, donde el 86% se basó en combustibles fósiles y el 24% restante en fuentes renovables (hidroenergía, biomasa, solar y eólica). En este año la generación total de electricidad fue 15 633,7 GWh, donde a diferencia de la capacidad instalada, la participación de las fuentes fósiles representó 94,4% y las fuentes renovables solo produjeron 5,6% del total de la electricidad generada [1].

Durante años el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) ha apoyado a los Estados Miembros en la realización de estudios de desarrollo energético integrales, que permiten evaluar la demanda futura de energía, así como las posibles fuentes de suministro de ésta, de un país o región determinada. Con este objetivo el OIEA ha suministrado modelos matemáticos, como el MAED-2 (Modelo para el Análisis de la Demanda de Energía) [2] y el MESSAGE (Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental impacts) [3], que permiten evaluar integralmente opciones de desarrollo energético. El organismo ha facilitado el entrenamiento de especialistas con vistas a crear las capacidades necesarias para estos estudios.

Las grandes capacidades por unidad y los costos de inversión de las tecnologías nucleares actualmente comerciales, todavía hacen que esta opción para el desarrollo energético en Cuba resulte costosa y no viable en relación a la

capacidad instalada que demanda el sistema eléctrico. Sin embargo, desde 1993 la empresa pública eléctrica sudafricana ESKOM ha estado trabajando en el desarrollo de un reactor de nueva generación, el PBMR (Pebble Bed Modular Reactor), considerado "la tecnología nuclear perfecta para África y los países en vías de desarrollo" [4]. El PBMR es un reactor nuclear modular de lecho de bolas que combina simplicidad, robustez y seguridad intrínseca con la capacidad de producir electricidad "barata". La capacidad por unidad de este reactor es de 110 MW [5]. La construcción del primer reactor prototipo está planificada para el 2008 y debe entrar en funcionamiento en el 2011, después se comenzará la producción de al menos 30 unidades que permitirán que entre el 2014–2015 se comience la comercialización de dicha tecnología.

Este trabajo tiene como objetivo evaluar la contribución que tendría la energía nuclear en el desarrollo eléctrico del país hasta el 2030. Para esto se evaluaron dos escenarios de desarrollo eléctrico en los cuales se analizó la continuidad de la tendencia de desarrollo que ha tenido el país hasta el momento y las opciones previstas en el tema energía en el mediano plazo. En el primer escenario se incluyeron como opciones para el cubrimiento de la demanda de electricidad futura "tecnologías fósiles"; mientras que en el segundo escenario se evaluó la introducción a partir del 2020 de la energía nuclear como una opción para satisfacer la demanda de electricidad.

MATERIALES Y MÉTODOS

Los estudios de desarrollo eléctrico tienen como una de sus etapas determinantes la elaboración de escenarios de demanda de electricidad en el mediano y largo plazo.

En el escenario de demanda de electricidad, que se evaluó con el modelo MAED-2, se consideró una tasa de crecimiento del producto interno bruto (PIB) 5,9% de promedio anual durante el período de estudio sin cambios sustanciales en la estructura macroeconómica. Estos valores se basan en el incremento de la integración de los países latinoamericanos, la continuidad del bloqueo de Estados Unidos contra Cuba, el crecimiento en los servicios de exportación, en la actividad de los subsectores turismo y minería (petrolera y no petrolera), y el incremento en las inversiones del sector energético [6]. La población experimentará un crecimiento lento hasta el 2015 con una tasa de crecimiento de 0,11% promedio anual, año a partir del cual comenzará a disminuir a una tasa promedio anual de -0,21%. Estas tasas de crecimiento tienen en cuenta que la fecundidad se moverá de un valor de 1,5 hijos por mujer en el 2000 a 1,55 en el 2030 y que la esperanza de vida al nacer se incrementará de 72,94 a 74, 44 años en los hombres y de 76,9 a 79 años en la mujer, comportamiento similar al de los países desarrollados [7].

En el sector Residencial se consideró que para el año 2010 el 100% de la población tendrá acceso a la electricidad. El uso de los combustibles no comerciales (leña y carbón vegetal) se eliminará para el año 2015, y se sustituirá por electricidad. El uso de la electricidad para la cocción se incrementará del 8% en el año base al 60% en el 2030, mientras que el porcentaje de viviendas con aires acondicionados crecerá del 2% en el 2004 al 15% al final del período de estudio. Las intensidades eléctricas en el sector industrial decrecerán con una tasa del 0,8% promedio anual debido al incremento esperado en la eficiencia, mientras que en el sector servicios, producto del aumento esperado en la actividad del subsector turismo, disminuirán con una tasa del 0,35% promedio anual.

Escenarios de desarrollo para el suministro de electricidad

Las diferentes opciones para el cubrimiento de la demanda de electricidad se evaluaron con el modelo de optimización lineal MESSAGE, que permite determinar las capacidades y recursos necesarios para suministrar la demanda de energía a partir de los recursos y las tecnologías que se consideren en la modelación.

En el estudio se evaluaron dos escenarios de desarrollo; denominados de referencia (REF) y alternativo (ALT). En el escenario REF se evaluaron las opciones previstas para el suministro de la demanda de electricidad: incremento en 10 MW de la capacidad instalada en hidroeléctricas, incremento en la eficiencia en el uso de la biomasa cañera de 33,2 a 38,8 kWh por tonelada de caña molida, instalación de 2520 MW en motores de diesel y fuel oil (generación distribuida), instalación de 100 MW eólicos, incremento en 295 MW de la capacidad instalada en turbinas de gas y ciclos combinados, incremento en la producción promedio anual de gas acompañante de 5%, una máxima producción de caña de azúcar de 35 millones de toneladas y en el 2010 se retiran las unidades menores de 100 MW. Para el suministro de la demanda de electricidad, que no se satisface con los proyectos ya previstos, se analizaron en este escenario como opciones a incluir en el sistema eléctrico motores que utilizan fuel oil con capacidades de 8, 18 y 40 MW.

En el escenario ALT se evaluó la introducción de los reactores PBMR, ya que la comercialización de éstos se prevé para el 2015. Su introducción en el estudio se consideró después del 2020. En el período anterior a este año para el cubrimiento de la demanda de electricidad que no se satisface por las opciones de desarrollo previstas, se estudiaron como posibles opciones: ciclos combinados de gas, aerogeneradores, plantas bagaceras e hidroeléctricas. En este escenario se mantuvieron las opciones previstas para el desarrollo del sistema eléctrico que se incluyeron en el escenario REF. La tabla 1 muestra los parámetros técnico-económicos de las opciones evaluadas en ambos escenarios.

CIENCIAS NUCLEARES

Tabla 1. Parámetros técnico-económicos de las opciones evaluadas

Tecnología	Eficiencia (%)	Factor de capacidad (%)	Costo de inversión (pesos por kW/e)	Costos fijos de O&M (pesos por kW)	Tiempo de construcción (años)
Motor diesel – 8 MW	41	90	946.4	12	1
Motor diesel – 18 MW	43	90	894	12	1
Motor diesel – 40 MW	43	90	841.3	12	1
Ciclo combinado de gas (CCGT)	43	85	700	20	2
Planta Bagacera	25	70	880	45	3
Aerogenerador	n.a*	25	1200	13-20	2
Hidroeléctrica	n.a.	n.a.	1500-2000	-	3
Nuclear	33	80	1500	40	5

*no aplicable

RESULTADOS

Escenario de demanda de electricidad

La demanda total de electricidad calculada (figura 1 y tabla 2) mostró una tasa de crecimiento promedio anual de 4,6% durante el período de estudio, siendo en el 2030 igual a 36,8 TWh. Así mismo el mayor crecimiento de la demanda de electricidad se observó en el sector Industria (incluye Agricultura, Construcción, Minería y Manufactura), alcanzando 4,1 veces en el 2030 el valor del año base. Este crecimiento se debió al desarrollo esperado en la producción de este sector, a pesar de que se previó una pequeña disminución de las intensidades eléctricas. En el sector Residencial se obtuvo el menor crecimiento de la demanda de electricidad, 2,3 veces el valor del 2004 al final del período de estudio. El ritmo de crecimiento

observado en este sector se debe a la utilización a largo plazo de equipamientos con mayor eficiencia, aún cuando se previó en él un incremento en el uso de la electricidad en equipos electrodomésticos y la sustitución de combustibles como la leña, el carbón vegetal y el queroseno. Este aumento de la demanda de electricidad en este sector se corresponde fundamentalmente a que la utilización de los nuevos equipos, en el futuro, tendrá una mayor eficiencia que los usados actualmente. En el sector Servicios la demanda de electricidad creció durante el período de estudio 3,9 veces, debido al incremento esperado en su actividad. En correspondencia con estos crecimientos en el 2030 el sector Industria es el de mayor peso en la demanda de electricidad, seguido por el sector Servicios. La participación del sector Residencial disminuye durante el período de estudio.

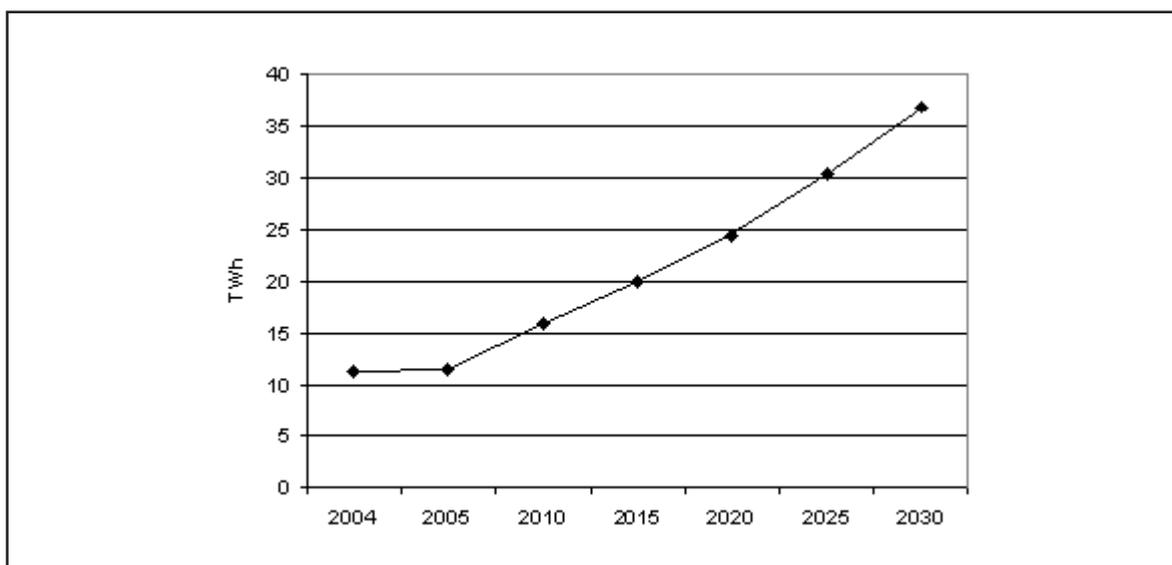


Figura 1. Demanda total de electricidad

CIENCIAS NUCLEARES

Tabla 2. Demanda total de electricidad, estructura por sectores

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Total (GWh)	11299,9	11479,1	15895,7	20070,3	24553,8	30401,7	36833,5
Sectores (%)							
Industria	30,7	30,3	35,5	39,3	39,5	39,3	38,5
Servicios	24,4	24,7	19,9	20,3	22,2	25,4	29,2
Residencial	44,9	45,0	44,6	40,4	38,3	35,3	32,4

Suministro de electricidad, escenarios de desarrollo

Como resultado de la evaluación de las diferentes opciones para el suministro de electricidad en el escenario REF se obtuvo que la capacidad eléctrica total instalada entre el 2004 y el 2030 se incrementa 2,4 veces (figura 2). Al final del período de estudio la generación de electricidad con crudo y derivados del petróleo representó el 89,7% de la generación total, el gas el 8%, mientras que las fuentes renovables en conjunto sólo representaron 2,3%, donde la energía solar constituye menos del 0,04% (tabla 3). Además de las capacidades de instalación, previstas para satisfacer la demanda de electricidad en este escenario, se instalaron 2707 MW en motores diesel.

La disminución que se observa en la capacidad total instalada entre los años 2010 y 2015, se debe al retiro de las unidades menores de 100 MW que son sustituidas por tecnologías más eficientes, requiriéndose entonces instalar menos capacidad que la retirada.

En este escenario las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O), crecen al final del período de estudio con relación al valor del año base 2,6 veces, debido al incremento en la utilización de los combustibles fósiles, principalmente de derivados del petróleo (figura 3). Este crecimiento es más pronunciado en el período 2015-2030.

Tabla 3. Generación de electricidad por combustibles, escenario REF

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Total (GWh)	15635,6	15927,3	22055,6	27847,2	33975,5	42182,2	51106,1
Estructura (%)							
Crudo y derivados	83,1	77,9	77,3	81,2	84,6	87,6	89,7
Gas	11,1	16,4	17,6	14,8	12,1	9,7	8,0
Bagazo	5,1	4,9	3,6	2,8	2,3	1,9	1,6
Eólica	0,0	0,0	1,0	0,8	0,6	0,5	0,4
Hidro	0,7	0,7	0,6	0,4	0,4	0,3	0,3
Solar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

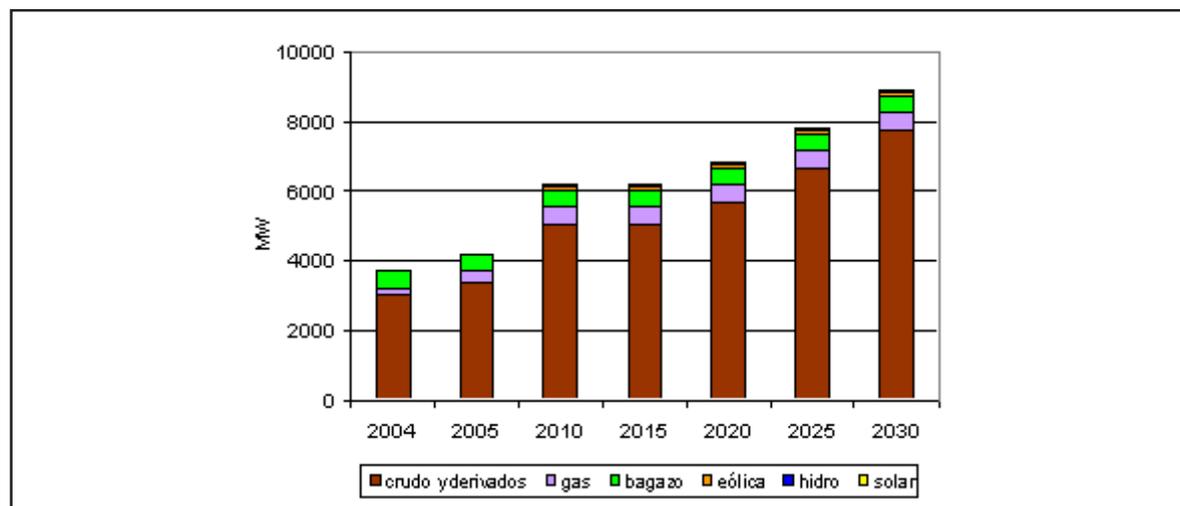


Figura 2. Capacidad eléctrica instalada, escenario REF.

CIENCIAS NUCLEARES

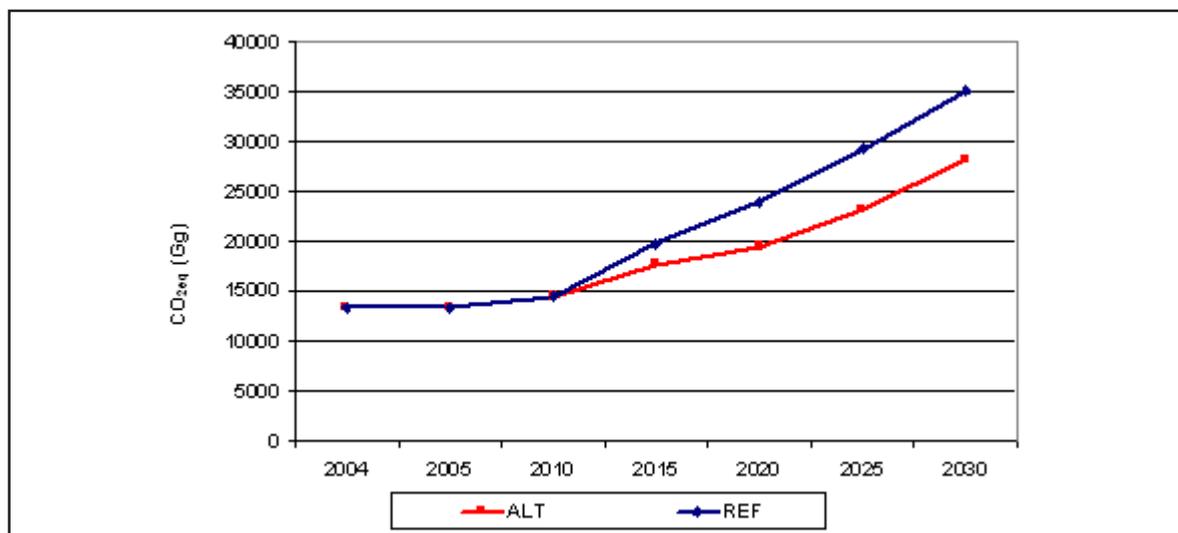


Figura 3. Emisiones de GEI.

La tasa de crecimiento promedio anual de las emisiones de GEI fue 3,9%. En cambio las emisiones de GEI por GWh generado disminuyen durante el período de estudio de 0,85 Gg/GWh generado en el 2004 a 0,69 Gg/GWh generado en el 2030.

En el escenario ALT, al final del período de estudio, la capacidad eléctrica total instalada resultó 2,6 veces la instalada en el año base (figura 4). En este escenario la generación de electricidad con fuentes renovables en el 2030 representó el 11,8% (2% en el escenario REF), el gas el 27,7% (8% en REF), los combustibles fósiles el 57% (90% en REF) y la energía nuclear el 3,5% (tabla 4).

En este escenario se limitó la entrada de los reactores a dos en cada período de cinco años por razones constructivas.

Como resultado del estudio se obtuvo la introducción de dos reactores de 110 MW, uno en el

período 2020-2025 y otro entre el 2025 y el 2030. Debido al factor de utilización, los costos del combustible y los costos de operación y mantenimiento, resultaron competitivos con relación a las otras tecnologías evaluadas en el escenario, a pesar de tener un costo de inversión superior.

Además, se instalaron durante el período de estudio 1530 MW en plantas bagaceras, 300 MW en hidroeléctricas, 250 MW eólicas y 1790 MW en ciclos combinados de gas. La capacidad eléctrica total instalada en este escenario es superior a la del escenario REF, ya que el tiempo de utilización de las plantas bagaceras está limitado al período de duración de la zafra azucarera y la energía eólica tiene un factor de utilización de 23%, requiriéndose instalar capacidades adicionales que funcionen en sustitución de éstas el resto del año.

Las emisiones de GEI en este escenario tienen un ritmo de crecimiento menor que en el REF, 3,2% promedio anual (3,9% en REF), siendo al final del período de estudio 2,1 veces el valor del

Tabla 4. Generación de electricidad por combustibles, escenario ALT

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Total (GWh)	15635,6	15927,3	22055,6	27847,2	33975,5	42182,2	51106,1
Estructura (%)							
Crudo y derivados	83,1	77,9	77,3	71,3	60,9	57,2	56,9
Gas	11,1	16,4	17,6	18,9	21,7	26,3	27,7
Bagazo	5,1	4,9	3,6	2,8	11,7	9,7	8,0
Eólica	0,0	0,0	1,0	2,8	2,3	1,8	1,5
Hidro	0,7	0,7	0,6	4,2	3,5	2,8	2,3
Solar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nuclear	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1	3,5

CIENCIAS NUCLEARES

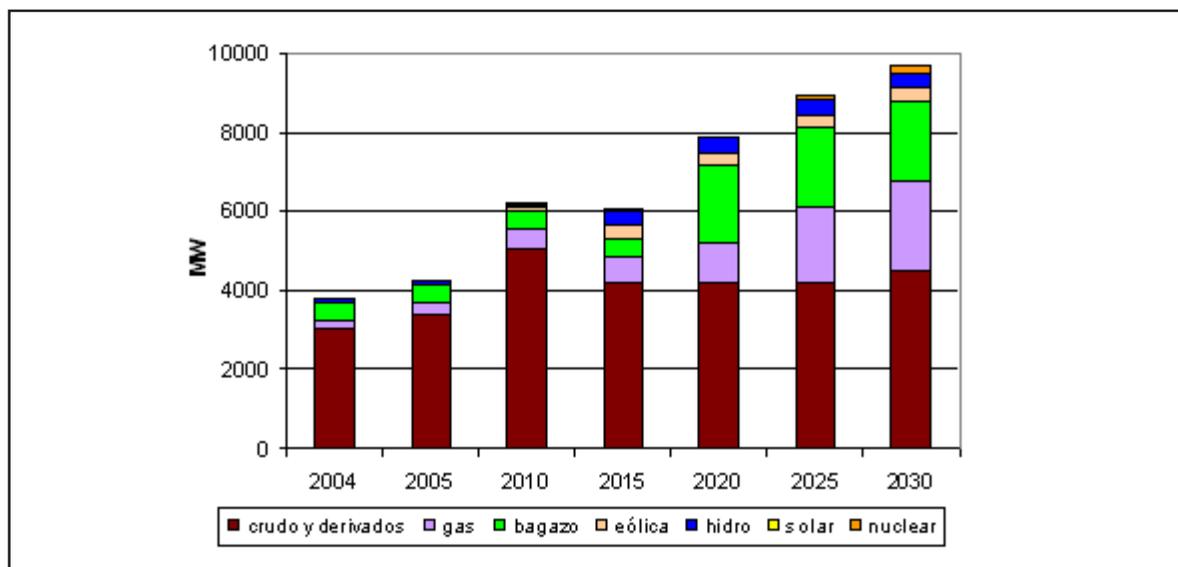


Figura 4. Capacidad eléctrica instalada, escenario ALT.

año base y 19,5% menores que en el escenario REF (figura 3). En este escenario respecto al REF ocurre una mayor reducción en las emisiones de GEI por GWh, 0,55 Gg/GWh generado en el 2030 (0,69 Gg/GWh generado en REF).

CONCLUSIONES

Las evaluaciones demuestran que a partir del crecimiento previsto de la población, del PIB y del nivel de vida, la demanda de electricidad en el período 2004–2030, se incrementará a una tasa promedio anual de 4,6%, siendo 3,3 veces el valor del año base en el 2030.

En un escenario de desarrollo para el suministro de electricidad basado fundamentalmente en tecnologías que utilizan combustibles fósiles (escenario REF), será necesario para el 2030 incrementar 2,4 veces la capacidad instalada en el 2004.

El suministro de electricidad a partir de tecnologías fósiles traerá aparejado un ritmo de crecimiento de las emisiones de GEI de 3,9% promedio anual, 2,6 veces al final del período el valor del año base.

Los resultados de este trabajo muestran que para el desarrollo eléctrico del país, los reactores nucleares del tipo PBMR son una opción al igual que las plantas bagaceras y los ciclos combinados de gas.

Para el cubrimiento de la demanda de electricidad a partir de reactores nucleares, tecnologías

renovables y ciclos combinados de gas (escenario ALT), será necesario incrementar en 2,6 veces la capacidad total instalada en el año base.

La introducción de tecnologías como la nuclear y las renovables en el período 2004–2030 (escenario ALT), respecto a un escenario de desarrollo basado fundamentalmente en tecnologías fósiles (escenario REF), permiten una reducción en las emisiones de GEI de 19,7 millones de toneladas de CO₂ equivalente.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ONE, Anuario Estadístico de Cuba 2005, Oficina Nacional de Estadísticas, Cuba, 2006.
- [2] IAEA, Modelo para el Análisis de la Demanda de Energía (MAED-2). Manual de usuario, IAEA, Viena, 2007.
- [3] IAEA, Model for energy supply strategy alternatives and their general environmental impacts (MESSAGE). Manual de usuario, IAEA, 2004.
- [4] EIR, El PBMR de Sudáfrica es el sistema nuclear más versátil del mundo. 2006. www.21stcenturysciencetech.com/reir/pbmr_sudafrica.pdf
- [5] ESKOM, Pebble Bed Reactor Technology, www.eskom.co.za/nuclear_energy/pebble_bed/pebble_bed.html
- [6] SOMOZA, J. GARCÍA A., 2002, Escenarios macroeconómicos a largo plazo del desarrollo energético y su impacto ambiental. INIE, octubre 2002.
- [7] Barros, O., Escenarios demográficos de la población de Cuba. Período 2000–2050, Centro de Estudios Demográficos, Ciudad de La Habana, Cuba, 2002.

Recibido: 26 de septiembre de 2007
Aceptado: 1 de noviembre de 2007